

Treball de Fi de Grau

## **Grau en Enginyeria en Tecnologies Industrials**

Estudi tècnic-econòmic de les diferents alternatives per a  
la transmissió de potència en parcs eòlics marins

### **MEMÒRIA**

<b>Autor:</b>	Maria Gris Trillo
<b>Director:</b>	Oriol Gomis Bellmunt
<b>Convocatòria:</b>	Gener 2018





## Resum

Aquest projecte presenta una eina matemàtica per l'anàlisi tècnic-econòmic dels sistemes de transmissió de potència per a parcs eòlics marins. L'objectiu del present treball és determinar la tecnologia de transmissió de potència més adequada per a un conjunt de característiques del parc eòlic marí donades.

S'estudien els costos i les pèrdues de dues tecnologies proposades: *High Voltage Alternating Current* (HVAC) i *High Voltage Direct Current* (HVDC) a partir de convertidors de font de tensió (VSC). Es modelen els costos dels principals components del sistema de transmissió utilitzant funcions de costos publicades o bé generant-ne noves mitjançant dades disponibles.

S'analitza també la tecnologia d'aïllament amb gas GIL (*Gas Insulated Line*) de manera independent sense incloure-la en l'eina matemàtica donades les diferències significatives en quant a capacitats de potència amb les altres tecnologies i per la manca de suficients dades per formular funcions de costos amb fiabilitat. Es du a terme una comparació quantitativa i qualitativa amb la tecnologia HVDC capaç d'assolir valors semblants que la GIL.

Els mètodes emprats són purament matemàtics basant-se en les dades públiques disponibles.

Amb el creixent protagonisme de l'energia eòlica en l'oferta energètica cal garantir uns sistemes de transmissió prou potents i fiables. Mentre que és necessari optimitzar les tecnologies ja existents (HVAC i HVDC), és fonamental fer especial atenció al desenvolupament de noves enginyeries que prometen transformar el futur dels sistemes de transmissió elevat les capacitats i les distàncies abaixant les pèrdues i els costos.

# Sumari

<b>RESUM</b>	<b>1</b>
<b>SUMARI</b>	<b>2</b>
<b>GLOSSARI</b>	<b>7</b>
<b>CAPÍTOL 1: PREFACI</b>	<b>9</b>
1.1. ORIGEN DEL PROJECTE.....	9
1.2. MOTIVACIÓ.....	9
1.3. OBJECTIUS I ABAST DEL PROJECTE.....	10
<b>CAPÍTOL 2: INTRODUCCIÓ</b>	<b>11</b>
2.1. ENERGIA EÒLICA.....	11
2.2. ENERGIA EÒLICA MARINA.....	12
2.3. EVOLUCIÓ I DISRUPCIÓ DEL SECTOR ENERGETIC EÒLIC.....	13
2.4. PARCS EÒLICS MARINS.....	14
2.4.1. HISTÒRIA.....	14
2.4.2. CONFIGURACIÓ PARCS EÒLICS MARINS.....	14
2.4.3. AEROGENERADORS.....	15
2.4.4. TIPOLOGIES PARCS EÒLICS MARINS.....	19
2.4.5. SISTEMES DE TRANSMISSIÓ PER A PARCS EÒLICS MARINS.....	19
<b>CAPÍTOL 3: PROBLEMÀTICA</b>	<b>22</b>
3.1. ASPECTES TÈCNICS HVAC.....	24
3.1.1. PÈRDUES TRANSMISSIÓ HVAC.....	25
3.1.2. CABLEJAT SUBMARÍ.....	27



3.1.3. TRANSFORMADORS DE POTÈNCIA.....	29
3.1.4. COMMUTADOR GIS.....	30
3.1.5. CONTOL DE POTÈNCIA REACTIVA.....	30
3.2. ASPECTES TÈCNICS HVDC.....	31
3.2.1. TECNOLOGIES D'ESTACIONS CONVERTIDORES.....	31
3.2.1.1. LCC.....	32
3.2.1.2. VSC.....	32
3.2.2. CABLEJAT HVDC VSC.....	33
3.2.3. XARXES DC MULTI-TERMINAL.....	34
CAPÍTOL 4: MODELITZACIÓ DE COSTOS.....	35
4.1. DESCRIPCIÓ DE L'EINA.....	35
4.2. VARIABLES DEL PARC EÒLIC MARÍ.....	36
4.3. METODOLOGIA DE CàLCUL DE COSTOS DE PÈRDUES.....	37
4.4. COSTOS HVAC.....	37
4.4.1. COSTOS FIXOS.....	39
4.4.1.1. TRANSFORMADORS.....	39
4.4.1.2. COMMUTADORS GIS.....	40
4.4.1.3. COSTOS SUBESTACIÓ MARINA I TERRESTRE.....	41
4.4.2. COSTOS DISTÀNCIA-DEPENDENTS.....	42
4.4.2.1. COSTOS CABLES DE TRIPLE NUCLI SUBMARINS.....	42
4.4.2.2. COSTOS INSTAL·LACIÓ CABLES.....	43
4.4.3. PÈRDUES HVAC I POTÈNCIA REACTIVA.....	44
4.4.3.1. RSISTÈNCIA DEL CABLE.....	44

4.4.3.2. INDUCTÀNCIA I CAPACITAT DEL CABLE.....	46
4.4.3.3. FACTOR DE PÈRDUES DIELÈCTRIQUES.....	47
4.4.3.4. POTÈNCIA REACTIVA DEL CABLE I COMPENSACIÓ.....	47
4.4.3.5. POTÈNCIA ACTIVA DEL CABLE.....	49
4.4.3.6. CORRENT DE CÀRREGA.....	49
4.4.3.7. PÈRDUES TRANSFORMADORS.....	50
4.5. COSTOS HVDC.....	52
4.5.1. COSTOS FIXOS.....	53
4.5.1.1. COSTOS TRANSFORMADORS.....	53
4.5.1.2. COSTOS DELS CONERTIDORS VSC.....	53
4.5.1.3. COSTOS ESTRUCTURA SUBESTACIÓ MARINA HVDC.....	54
4.5.2. COSTOS DISTÀNCIA-DEPENDENTS.....	54
4.5.2.1. COSTOS CABLES.....	54
4.5.2.2. COSTOS INSTAL·LACIÓ CABLES.....	55
4.5.3. PÈRDUES DEL SISTEMA DE TRANSMISSIÓ HVDC.....	55
4.5.3.1. PÈRDUES EN ELS CABLES HVDC.....	55
4.5.3.2. PÈRDUES DEL CONVERTIDOR.....	56
4.6. GUIA PER ESCOLLIR ENTRADES ADEQUADES - RESTRICCIONS SISTEMA DE TRANSMISSIÓ.....	57
CAPÍTOL 5: AÏLLAMENT AMB GAS.....	59
5.1. EVOLUCIÓ DEL SUBMINISTRAMENT DE POTÈNCIA ELÈCTRICA.....	59
5.2. DESENVOLUPAMENT HISTÒRIC DEL GIL.....	60
5.3. AVANTATGES DEL GIL.....	62

<b>5.4. GIL BASAT EN PTP: 'POWER TRANSMISSION PIPELINES'</b> .....	<b>63</b>
<b>5.4.1. MIDA SUBESTACIÓ MARINA I DISTÀNCIA A LA SUBESTACIÓ PRINCIPAL</b> .....	<b>63</b>
<b>5.4.2. TECNOLOGIA DE INSTAL·LACIÓ PTP I MANTENIMENT</b> .....	<b>64</b>
<b>5.4.3. CAS D'ESTUDI</b> .....	<b>64</b>
<b>5.4.3.1. PTP HVAC AMB GIL</b> .....	<b>65</b>
<b>5.4.3.2. HVDC-VSC AMB CABLEJAT SUBMARÍ</b> .....	<b>69</b>
<b>5.4.3.3. COMPARACIÓ</b> .....	<b>70</b>
<b>CONCLUSIONS</b> .....	<b>75</b>
<b>AGRAÏMENTS</b> .....	<b>77</b>
<b>REFERÈNCIES BIBLIOGRÀFIQUES</b> .....	<b>78</b>
<b>ANNEXES</b> .....	<b>85</b>



## Glossari

Llistat d'acrònims:

<b>AT</b>	Alta tensió
<b>MT</b>	Mitja tensió
<b>BT</b>	Baixa tensió
<b>HVDC</b>	High-voltage direct current
<b>HVAC</b>	High-voltage alternating current
<b>MVAC</b>	Medium-voltage alternating current
<b>CSC</b>	Current source converter
<b>LCC</b>	Line-commuted converter
<b>VSC</b>	Voltage source converter
<b>AC</b>	Alternating current
<b>DC/CC</b>	Direct current / corrent continu
<b>XLPE</b>	Polietilè reticulat
<b>GIL</b>	Gas insulated line
<b>PTP</b>	Power transmission pipelines



# CAPÍTOL 1: PREFACI

## 1.1. Origen del projecte

La contribució d'aquesta recerca és oferir una eina útil per a la presa de decisions quant a la viabilitat de construcció d'un parc eòlic marí. Ajudarà a estudiar i valorar els diferents sistemes de transmissió de l'energia produïda fent especial atenció als costos econòmics.

Donades les circumstàncies econòmiques i ambientals actuals, és important desenvolupar eines per tal que es pugui disposar de mètodes efectius per modernitzar i créixer el sector d'energies renovables.

## 1.2. Motivació

L'energia eòlica marina està esdevenint una alternativa a l'energia eòlica terrestre tradicional. El nord d'Europa està liderant el desenvolupament *offshore* amb el 90% de la capacitat instal·lada a finals del 2012 i el 57% de les addicions de capacitat fins al 2017. Xina és el principal inversor no europeu en tecnologies de vent marí i pot desafiar el Regne Unit com a líder del mercat a finals de la dècada. Els plans d'inversió a Europa s'han reduït generalment per:

- Els reptes financers dels alts costos inicials dels projectes *offshore* que suposen una càrrega per als països molt endeutats;
- Restriccions tècniques degudes a l'entorn marí.

## CAPACITATS INSTAL·LADES OFFSHORE

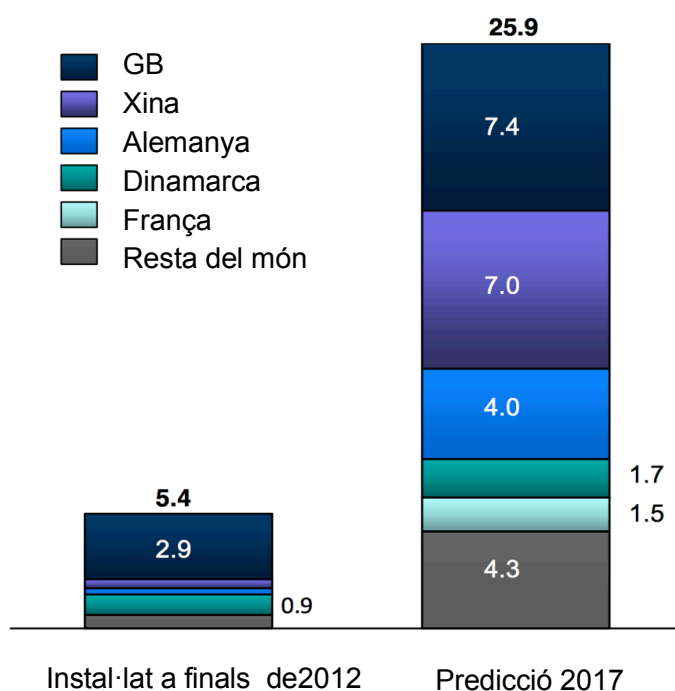


Figura 1: Capacitats instal·lades offshore. Font: IEA (2012), "Renewable Energy, Medium-term market report", Bloomberg New Energy Finance Database

### 1.3. Objectius i abast del projecte

Actualment hi ha tres objectius principals pel que fa a l'energia eòlica:

- El primer seria maximitzar l'energia captada, amb una turbina i un diàmetre del rotor més gran, amb una turbina de velocitat variable i amb major resistència a condicions extremes.
- El segon, minimitzar costos per unitat de capacitat reduint el cost de inversió i el de manteniment.
- Per últim, reunir els requisits de la xarxa contribuint a l'estabilitat del sistema, controlant el voltatge i millorant la predictibilitat mitjançant eines computacionals i noves metodologies.

En el mercat d'eòlica terrestre hi predominen turbines d'entre 1,5 i 2 MW de potència, però l'interès es focalitza cap a turbines de grans dimensions *offshore*. En els parcs eòlics marins les turbines cal que siguin més grans per tal de compensar els costos proporcionalment més elevats, i per minimitzar el nombre d'unitats instal·lades per kW de capacitat per facilitar l'accés i el manteniment. Amb tot això, es busca crear una eina de simulació de costos d'un parc eòlic marí com a guia per a inversors, indústries i investigadors.



# CAPÍTOL 2:

## Introducció

### 2.1. Energia eòlica

La diferència de temperatures a nivell global dóna lloc al moviment d'aire. A la Terra existeixen dues zones de temperatures extremes; d'una banda les regions equatorials, amb intensa radiació solar i altes temperatures, i de l'altra els pols, amb una radiació feble que fa que siguin regions permanentment fredes generant corrents densos descendents. Els vents calents ascendeixen cap als pols per la part superior de la troposfera, mentre que els vents freds i densos descendeixen dels pols cap a l'equador per la part inferior de la troposfera. Aquest cicle forma zones d'altres pressions i zones de baixes pressions.

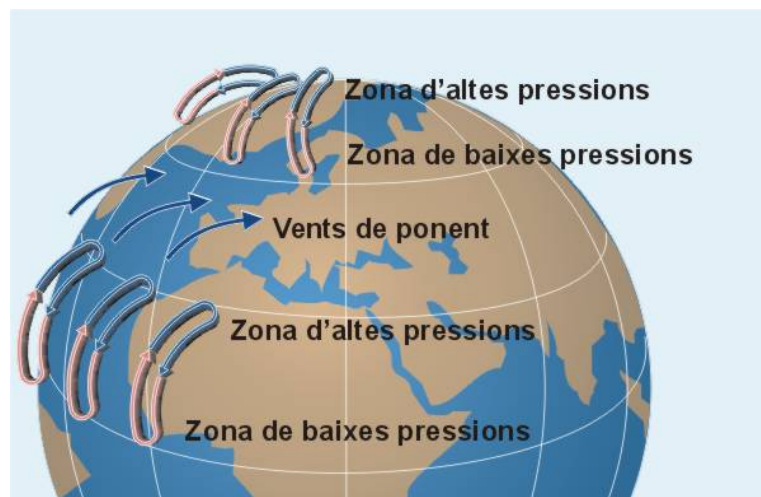


Figura 2: Moviment d'aire a nivell global

L'energia eòlica és una font d'energia renovable que utilitza la força del vent per generar electricitat. L'obtenció d'energia amb aquest mètode es pot fer a nivell terrestre o marí, ja que avui dia la instal·lació dels aerogeneradors és possible tant a terra ferma com al subsòl marí.

La primera generació d'electricitat mitjançant turbines data de finals del segle XIX. Des de llavors els avenços en aquesta tecnologia s'han anat succeint fins arribar a configuracions de molins més complexes i a generacions d'energia molt més elevades gràcies a la millora de l'eficiència i a l'augment del tampany.

## 2.2. Energia eòlica marina

Amb el pas del temps, la generació d'energia eòlica ha deixat de ser exclusivament terrestre (*onshore*) i s'ha anat desplaçant també a l'àmbit marí (*offshore*). Això ha estat degut a una manca de bones localitzacions terrestres disponibles, a la possibilitat d'instal·lar turbines més grans obtenint una major potència i també per unes restriccions i un refús social més baix en no interferir amb cap zona urbana.

Cal destacar les millors condicions del vent marí respecte el terrestre pel que fa a la velocitat que pot assolir. L'energia cinètica teòricament disponible a extreure del vent augmenta amb la seva velocitat, però es controla per protegir la turbina. A més, el perfil del vent marí presentarà menor turbulència ja que trobarà menys obstacles que *onshore* i perquè la diferència de temperatures entre la superfície del mar i l'aire serà menor. Aquest últim fenomen es dona perquè la radiació penetra molts metres per sota la superfície marina mentre que a terra ferma la radiació solar escalfa la superfície directament. Tot i això, s'hauran de tenir en compte les turbulències generades per la proximitat d'altres molins, i establir una distància entre ells d'aproximadament set cops el seu diàmetre.

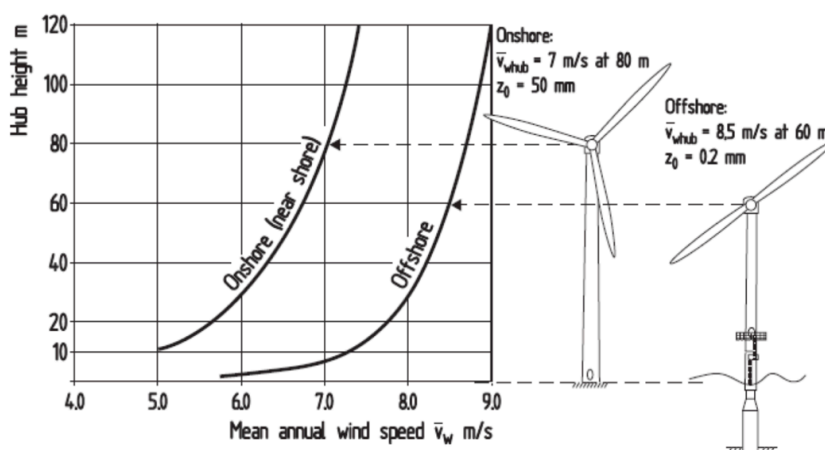


Figura 3: perfils logarítmics de l'increment de la velocitat del vent amb l'altura. Wind Turbines, Hau, 2006.

Tanmateix, la construcció i el manteniment *offshore* és molt complicat, fet que obliga a l'assemblatge terrestre i el posterior transport al parc marí i la possibilitat de no reparació.

## 2.3. Evolució i disrupció del sector energètic eòlic

El sector energètic global es troba en la seva major transformació des del descobriment dels hidrocarburs. Aquesta transició s'accelerará en la propera dècada com a resultat del compromís mundial per mitigar el canvi climàtic després de l'acord de París [1].

Hi ha quatre tendències en aquesta evolució del sistema energètic europeu, i l'energia eòlica és en el nucli de tots quatre:

- Transició dels combustibles fòssils a les renovables
- Els mercats de l'energia eòlica canviant a Europa
- L'energia eòlica global transita a un ritme més ràpid
- Caiguda dels costos de les renovables

Durant els darrers anys s'han instal·lat més centrals renovables a Europa que centrals de generació convencional. S'han afegit 224 GW de renovables, dels quals 110 GW eren d'energia eòlica. La IEA (International Energy Agency) estima que per tal de crear un sistema energètic capaç de limitar l'increment de temperatura mitjà global en 2°C, les energies renovables hauran de ser al voltant de la meitat de l'energia generada al 2030 i fins al 60% al 2040. Wind Europe espera que l'energia eòlica estigui al capdavant de les energies renovables i arribi al 24-28% de la generació total de la UE el 2030 [2].

Per aconseguir totes aquestes fites, la indústria s'ha enfocat en el desenvolupament tecnològic, en la recerca i la innovació. Entre el 2008 i el 2012, l'energia eòlica compta amb el major nombre de patents registrades a la UE.

La introducció de turbines eòliques més grans ha estat el centre dels esforços de reducció de costos per a la indústria en els darrers anys. Malgrat aquesta tendència, les millores en altres àrees de logística, fabricació, operació i manteniment comencen a contribuir significativament a reduir-los.

Pel que fa a l'energia eòlica marina, tot i que els seus costos són majors, la seva indústria està progressant a grans velocitats i els costos també estan disminuint. En un curt període de temps, unes 3600 turbines han estat instal·lades en aigües europees, suposant 12,6 GW del total de la potència instal·lada. Es creu que al 2020 aquesta xifra haurà augmentat fins als 24,6 GW.

Els ports també tenen un paper important en l'eficiència i la reducció del cost en els projectes *offshore*. En una indústria que està creixent ràpidament en volum de projectes i dimensions tecnològiques, els ports han d'adaptar contínuament les seves infraestructures i magatzems per peces i components més grans i una major activitat.

## 2.4. Parcs eòlics marins

### 2.4.1. Història

Europa va ser la pionera en el desenvolupament de l'energia eòlica marina amb el primer aerogenerador marí construït a Suècia l'any 1990. Estava situat a un 350 metres de la costa i tenia una potència de 220 kW [3].

El primer parc eòlic marí va ser el de Vindeby, situat a la costa del mar Bàltic de Dinamarca, va ser construït l'any 1991 per la companyia de servei públic SEAS. Consta d'onze aerogeneradors de 450kW i situat entre 1,5 i 3 km de la costa de l'illa de Lolland, a prop del poble de Vindeby. Des de llavors s'han desenvolupat diferents tipus de cimentació, aerogeneradors i sistemes de control de manera que la potència instal·lada ha anat augmentant fins a arribar a una xifra de 12.6 GW a finals del 2016.

Capacitat eòlica marina per regió, en giga watts

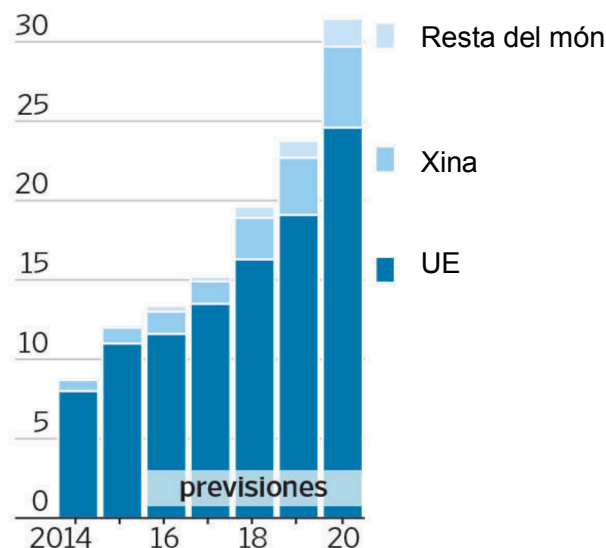


Figura 4: capacitats eòliques marines. Font: Agència Internacional d'Energia

### 2.4.2. Configuració parcs eòlics marins

La tecnologia dels parcs eòlics marins es basa en els mateixos principis que la dels parcs eòlics terrestres. Els sistemes elèctrics han de ser capaços de transferir la potència elèctrica generada per les turbines fins a la xarxa.

Els principals elements que componen l'estructura elèctrica d'un parc eòlic són (veure figura X): els aerogeneradors, la xarxa de baixa tensió, una unitat transformadora, la xarxa subterrània o submarina de mitja tensió i la subestació transformadora.

En el cas dels parcs eòlics amb turbines de elevada potència, de l'ordre de bastants MW, es dona una connexió directament a mitja tensió, de manera que cada turbina té el seu propi transformador.

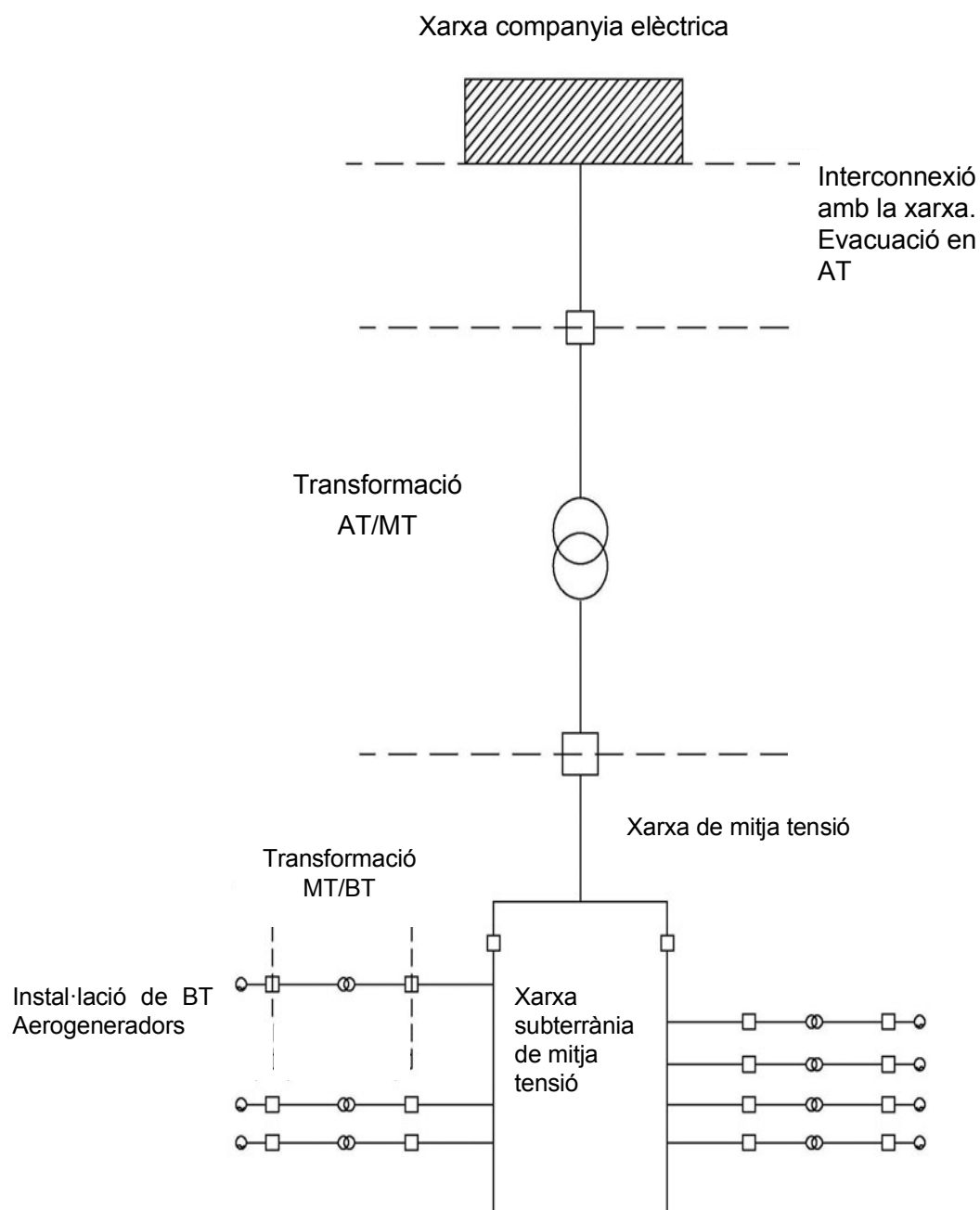


Figura 5: capacitats eòliques marines. Font: Agència Internacional d'Energia

### 2.4.3. Aerogeneradors

Els aerogeneradors són els elements principals d'un parc eòlic. Són els encarregats de transformar l'energia cinètica del vent en elèctrica. Els components dels aerogeneradors són la **góndola**, el **rotor**, la **torre** i la **cimentació**.

#### Góndola:

És el xassís principal de l'aerogenerador normalment fet d'acer i plaques de fibra de vidre. Es troba a la part superior de la torre i al seu interior conté els elements elèctrics i mecànics necessaris per convertir el gir del rotor en energia elèctrica. Està unida a la torre per una corona dentada per permetre l'orientació del rotor cap a la direcció del vent, i unida al rotor i a les pales per l'eix principal de rotació que transmetrà la força del vent al multiplicador i al motor. Es pot col·locar a l'exterior un anemòmetre i un panell connectats als sistemes de control de l'aerogenerador per mesurar la velocitat i la direcció del vent. També es pot incloure una unitat de refrigeració que conté un ventilador elèctric que s'usa per refredar el generador elèctric.

A més, aquest unitat de refrigeració pot contenir un sistema de refrigeració d'oli per refredar l'oli de la caixa de canvis. Alguns aerogeneradors utilitzen un sistema de refrigeració d'aigua [4].

Els elements que hi ha dins la góndola són:

- **Tren de potència:** és l'encarregat de la transmissió de l'energia mecànica produïda pel gir del rotor al motor per a la generació d'energia elèctrica. Està compost per l'eix principal, el multiplicador i l'eix secundari.
- **Multiplicador:** caixa de canvis. Consisteix en un seguit d'engranatges que converteix la baixa velocitat del gir i l'alta potència de l'eix principal produïda per les pales en una velocitat de gir adequada per al funcionament del motor. A l'entrada de la caixa hi ha l'eix de baixa velocitat que connecta amb el rotor, aquest conjunt gira a unes 30 rpm. A la sortida es troba l'eix d'alta velocitat que gira a unes 1500 rpm, equipat amb un disc de fre d'emergència que s'utilitza quan falla el fre aerodinàmic.
- **Generador:** converteix l'energia mecànica del rotor en energia elèctrica. Hi ha tres tipus de generadors: asíncrons, asíncrons amb bobinat al rotor, i síncrons. La connexió a la xarxa pot ser directa o indirecta, segons si la turbina treballa a velocitat constant o variable. Treballant connectat de forma indirecta s'aconsegueix aprofitar els pics de velocitat del vent, però el generador produeix energia de freqüència variable i, per tant, es necessiten equips d'adequació per passar l'energia a la xarxa. En canvi, treballant de forma directa de connexió, la mateixa xarxa limita la velocitat de gir del generador, no aprofitant els pics de major velocitat del vent.
- **Sistemes de gir i angulació:** les dues principals funcions dels sistemes de control són el màxim aprofitament de la força del vent mitjançant l'orientació del rotor i la protecció de l'aerogenerador davant velocitats del vent que podrien fer malbé la instal·lació. Aquests sistemes utilitzen motors elèctrics per fer girar la góndola amb el

- rotor contra el vent.

En els casos que el vent superi la velocitat nominal de treball, en la qual s'assoleix la màxima potència produïda per l'equip, el sistema de control aturarà la turbina per evitar danys en el sistema. Existeixen dos mètodes de parada: l'actiu, un dispositiu mecànic que fa girar el perfil de les pales canviant l'aerodinàmica; i el control passiu, en el que les pales romanen fixes al rotor i per velocitat massa elevades es produeixen turbulències en la part de baixa pressió de la pala, reduint-se la diferència de pressions entre un costat i l'altre. Així, passat un límit de velocitat, el vent rebaixa la fracció d'energia transmesa al moviment de les pales per les turbulències ocasionades, reduint la velocitat de gir del rotor.

- **Sistema de refrigeració:** la seva funció és l'evacuació de la calor del generador i els altres sistemes elèctrics juntament amb els sistemes mecànics d'engranatges sotmesos a fregament, ja que malgrat estar ben lubricats, l'escalfor podria causar una degradació important derivant a possible averies.

#### Rotor:

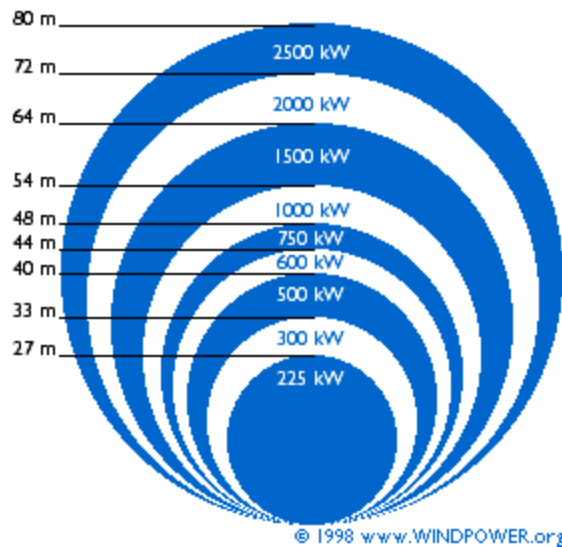
Receptor del vent i format pel centre del rotor i les pales:

- **Rotor hub (centre):** és l'element aerodinàmic situat a la part frontal i lligat a l'eix de baixa velocitat.
- **Pales:** capturen el vent i transfereixen la seva energia al centre del rotor. La majoria de les pales de rotor modernes en grans aerogeneradors estan fetes de plàstics reforçats amb fibra de vidre (GRP), és a dir, polièster o epoxi reforçat amb fibra de vidre.

L'ús de fibra de carboni o aràmida (Kevlar) com a material de reforç és una altra possibilitat, però en general aquestes fulles són poc rendibles per a grans turbines.

Els compòsits de fusta, epoxi de fusta o de fibra de fusta no han penetrat en el mercat de les pales del rotor, tot i que encara hi ha un desenvolupament en aquesta àrea. Els aliatges d'acer i alumini tenen problemes de pes i fatiga metàl·lica, respectivament. Actualment només s'utilitzen per a aerogeneradors molt petits.

L'àrea del disc coberta pel rotor determina l'energia que es pot obtenir, i aquesta creix proporcionalment amb la mida de l'àrea.



*Figura 6: relació capacitats amb el radi de les pales.*

*Font: 1998 WINDPOWER.org*

Raons per escollir turbines de mida gran:

- Hi ha economies d'escala en aerogeneradors, és a dir, les màquines més grans solen subministrar electricitat a un cost inferior a les màquines més petites.
- Les màquines més grans són especialment adequades per a l'energia eòlica marina. El cost de les fundacions no augmenta en proporció a la mida de la màquina, i els costos de manteniment són en gran part independents de la mida de la màquina.
- En àrees on és difícil trobar llocs per a més d'una única turbina, una gran turbina amb una torre alta utilitza el recurs eòlic existent de manera més eficient.

Raons per escollir turbines de mida més petita:

- La xarxa elèctrica local pot ser massa feble per manejar la sortida d'energia elèctrica d'una màquina gran.
- Diverses màquines més petites redueixen el risc en cas de fallada temporal de la màquina, per exemple a causa de llamps.
- Les consideracions paisatgístiques estètiques de vegades poden dictar l'ús de màquines més petites. Les màquines grans, però, solen tenir una velocitat de rotació molt inferior, la qual cosa una màquina gran no atrauria tant l'atenció com molts rotors petits i ràpids.

Torre:

És l'estructura que sustenta la góndola i el rotor. En elevar els components s'aconsegueix un major aprofitament de la velocitat del vent, ja que a major alçada major velocitat del vent. La majoria de les turbines eòliques grans es lliuren amb torres d'acer tubulars, que es fabriquen en seccions de 20-30 metres de llargada amb brides a cada extrem per al seu posterior assemblatge. Les torres són còniques (és a dir, amb el seu diàmetre creixent cap a la base) per augmentar la seva força i estalviar materials al mateix temps [5].



A l'hora d'escollir l'alçada de la torre, clarament no podem adaptar un rotor de 60 metres de diàmetre a una torre d'alçada 30 metres o inferior.

Però si tenim en compte el cost d'un gran rotor i un gran generador i caixa de canvis, segurament seria un malbaratament posar-lo en una torre petita, perquè obtenim velocitats de vent molt més altes amb una torre alta i, per tant, més energia.

Cada metre d'altura de la torre costa diners, per descomptat, de manera que l'altura òptima de la torre és funció de:

- Els costos de la torre per metre (10 metres de torre addicional ara tenen un cost d'uns 15.000 USD).
- De la variació local del vent amb l'alçada sobre el nivell del terra
- Del preu que el propietari de la turbina obté per a una hora addicional de kilowatts d'electricitat.

#### Cimentació:

És la base de l'aerogenerador. Hi ha quatre tipus principals de cimentació en ús per a la configuració *offshore*: *monopile*, *tripile*, *jacket* i *gravity base* [6].

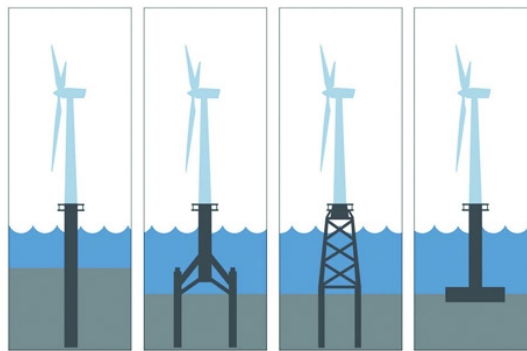


Figura 7: diferents tipologies de cimentació

A més, existeixen nous conceptes estructurals flotants que no requereixen una cimentació al fons marí. Aquests nous conceptes es basen en plataformes flotants i cables tensionals que permeten l'estabilitat de l'aerogenerador en profunditats marines més grans [7].

### **2.4.4. Tipologies de parcs eòlics marins**

Les principals tipologies de parcs eòlics marins són *string*, *star*, ambdós connexió en alterna. Connexió en cadena (String): cada aerogenerador és connectat radialment amb un altre i tots ells amb la subestació. Les turbines disposen del seu propi transformador per elevar la tensió de sortida del generador, d'uns 690 V, a un nivell de tensió mig per transportar-la fins la subestació, al voltant de 33 kV. Així, la xarxa interna del parc opera a mitja tensió i no a baixa tensió.

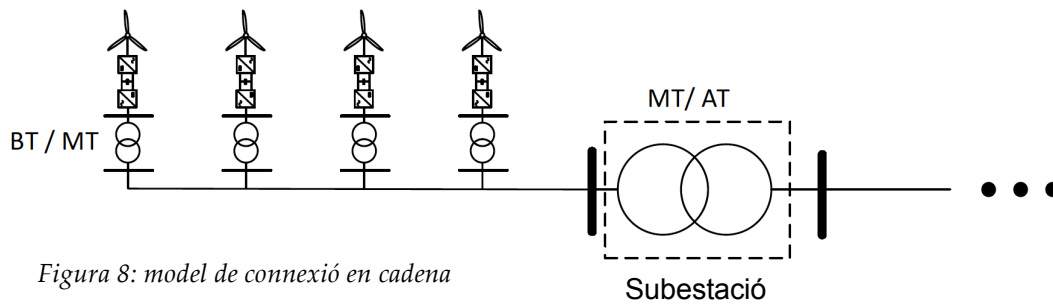


Figura 8: model de connexió en cadena

Connexió en estrella (Star): cada turbina és connectada directament amb la plataforma on està la subestació. Les turbines s'agrupen per compartir el mateix transformador. La xarxa interna del parc opera a dos nivells diferents de tensió, baixa tensió (BT) des de les turbines fins al primer transformador elevador i mitja tensió (MT) de del transformador fins la subestació.

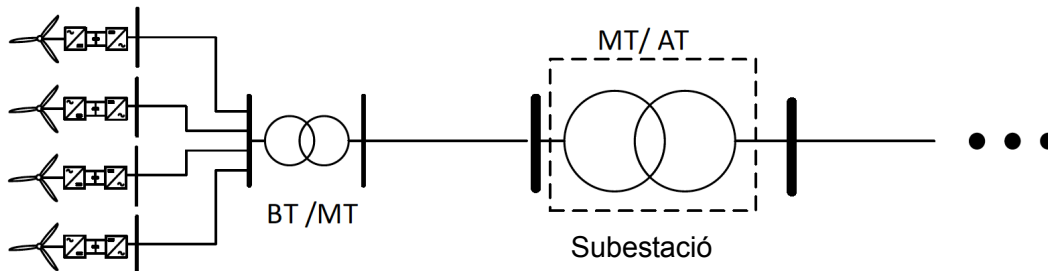


Figura 9: model de connexió en estrella

## 2.4.5. Sistemes de transmissió per a parcs eòlics marins

Segons el reglament, es considera instal·lacions d'alta tensió elèctrica aquelles que generen, transporten, transformen, distribueixen o utilitzen energies amb tensions superiors als 1.000 V de valor nominal. A la pràctica, es fa una subdivisió dins el grup d'instal·lacions d'alta tensió elèctriques: mitja tensió elèctrica (entre 3 kV i 20 kV), alta tensió elèctrica (entre 30 kV i 66 kV) i molt alta tensió elèctrica (entre 132 kV i 400 kV).

Es consideren instal·lacions de baixa tensió aquelles que estiguin dins els límits següents: igual o inferior a 1.000 V per les corrents elèctriques alternes; igual o inferior a 1.500 V per a corrents elèctriques contínues.

L'alta tensió s'utilitza per poder fer distribucions elèctriques més eficients. Reduint la intensitat que passa per les xarxes podem reduir la secció necessària de cable conductor requerit per transportar l'electricitat. Per fer això, haurem d'augmentar les tensió elèctrica.

Aconseguirem subministrar molta potència a baixes intensitats, de manera que l'efecte Joule de sobreescalfament es redueix i fa que disminueixin les pèrdues degudes a aquest fenomen d'escalfament. (Comuval, Abril 2016).

Existeixen tres possibilitats per al sistema de transmissió en parcs eòlics marins: corrents alterna a mitja tensió (MVAC), corrent alterna en alta tensió (HVAC) i corrent contínua a alta tensió (HVDC). La decisió d'optar per una o altra transmissió depèn de factors tant econòmics com tècnics.

#### Transmissió en corrent alterna a mitja tensió:

Els primers parcs eòlics no superaven els 2 MW de potència. En ser petites agrupacions de baixa potència s'instal·lava un transformador a l'interior de cada una de les turbines i el conjunt es connectava directament a la xarxa principal terrestre. Els cables no superaven majoritàriament els 20 km, per la qual cosa les pèrdues per efecte Joule no eren molt elevades.

Per tant, aquesta opció és viable per parcs de baixes potències i propers a la costa, pels quals no seria econòmicament viable la instal·lació d'una plataforma marina i un transformador.

#### Transmissió en corrent alterna a alta tensió:

A mesura que la potència instal·lada en els parcs eòlics va anar creixent, es va donar la necessitat d'augmentar la tensió per disminuir les pèrdues de potència activa. Per aquesta nova configuració es necessita una plataforma marina on es trobi la subestació que elevi la tensió fins al nivell òptim per a la seva transmissió. Aquesta construcció afegeix uns costos addicionals inicials considerables (2.5 milions d'euros aproximadament) tot i que se n'obindrà un major benefici per la reducció de pèrdues. La tensió típica per aquests casos és 132 kV o bé 150 kV [8].

#### Transmissió en corrent contínua a alta tensió:

Els cables en corrent alterna consumeixen molta potència reactiva. És per això que a partir de 50 km de longitud de cable d'exportació, la transmissió en corrent contínua a nivell marí comença a ser una alternativa viable. A partir dels 100 km, la transmissió submarina en HVDC serà la única opció ja que hi haurà una llargada màxima per la HVAC donats els alts nivells de potència reactiva generats (Koch and Retzmann 2010).

Hi ha dues tecnologies HVDC diferents: Line-Commutated Current Source Converters (CSC) i Self-Commutated Voltage Source Converters (VSC).

La tecnologia CSC o també coneguda com LCC, està composta per dispositius com tiristors que s'activen amb un puls i s'apaguen quan la corrent que hi circula a través seu es fa zero. Aquest tipus de convertidors requereixen estar connectats a un sistema AC potent, ja que el voltatge del sistema AC força el corrent a commutar d'una fase a l'altra. El corrent ha de travessar sempre el tiristor en el mateix sentit. Per tant, per poder canviar el sentit del flux de potència.

La tecnologia VSC utilitza semiconductors com interruptors que es poden encendre i apagar de manera controlada fet que implica que pot operar quan no hi ha generació local i pot

controlar la tensió i la freqüència del sistema AC. Ambdues opcions seran més estudiades en la secció 3.2 [9].

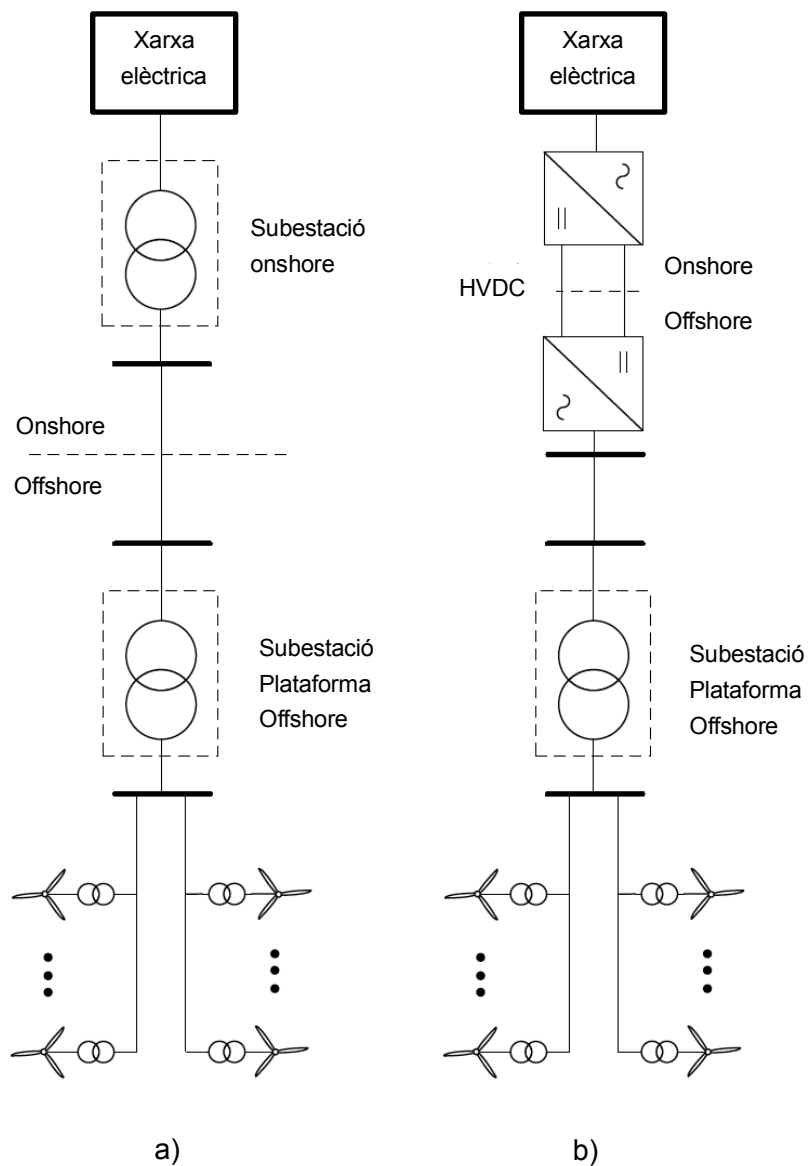


Figura 10: Configuració de parcs eòlics marins connectats en a) HVAC, b) HVDC

# CAPÍTOL 3:

## Problemàtica

El projecte lliura una eina matemàtica de càlcul per als costos de les diferents tecnologies de transmissió de l'energia generada en els parcs eòlics.

Una de les decisions més importants a prendre en el disseny d'un parc de generació, juntament amb el sistema de generació, és quin tipus de sistema d'evacuació d'energia elèctrica generada serà el més adequat pel parc. Aquest capítol presenta informació tècnica més ampliada sobre les tecnologies de transmissió d'energia considerades, i s'analitza el paper dels principals components necessaris. Els components descrits són rellevants per a l'anàlisi tècnic-econòmic, realitzat al capítol 5, i s'inclouen en els models de costos.

Fa més de cent anys, quan es va implementar el primer sistema de corrent altern (AC), era evident que el corrent continu (CC) en comparació amb l'AC seria molt menys utilitzat. L'avantatge més gran de l'AC sobre DC és la facilitat de canviar el nivell de tensió. Les pèrdues de resistència depenen del nivell de tensió, per tant, és vital transmetre energia amb línies d'alta tensió.

Als inicis de la indústria eòlica marina les distàncies fins la costa eren menors i la quantitat d'energia a transmetre era més petita, per la qual cosa els sistemes de corrent altern a mitja tensió eren suficientment eficients [10].

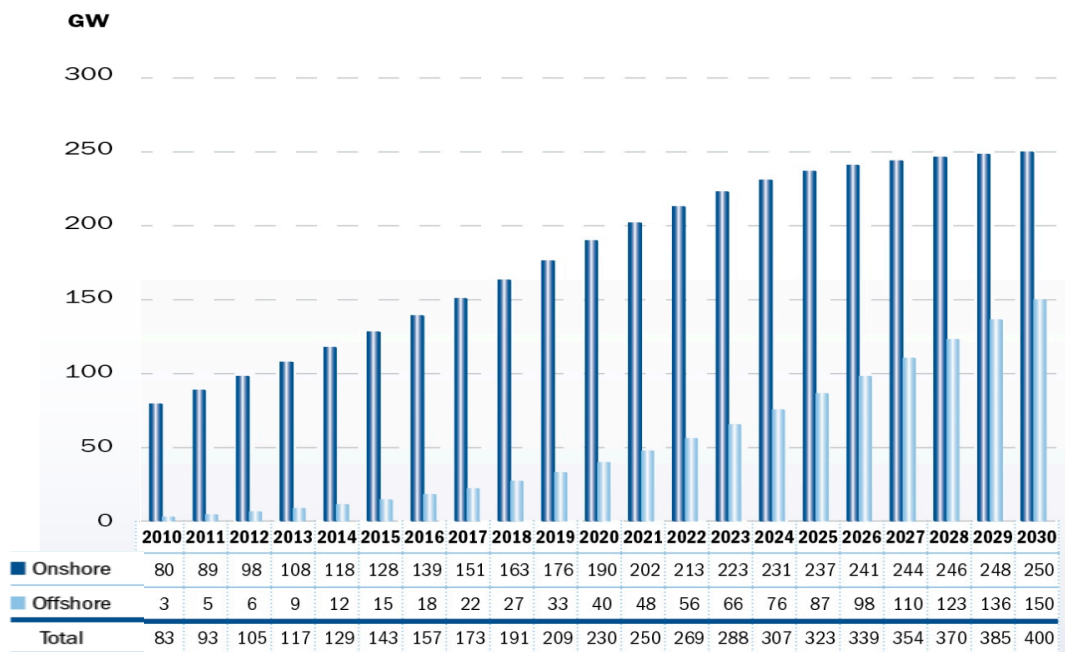


Figura 10: Evolució de les capacitats instal·lades onshore i offshore

A mesura que els parcs eòlics han anat creixent i, per tant, la seva energia instal·lada, s'ha observat que les pèrdues d'energia en la transmissió augmentaven i els sistemes de corrent altern a mitja tensió ja no eren una opció viable. Elevar la tensió ha disminuït les pèrdues de potència activa. Malgrat això, amb la tendència de seguir creixent tant la distància com la capacitat, aquest canvi no ha estat suficient. El transport en alta tensió però en corrent alterna té moltes pèrdues de potència reactiva. La solució és convertir-ho en un sistema de corrent continu d'alta tensió.

La figura 11 mostra una comparació dels costos de línies d'alta tensió AC i CC en funció de la distància de la línia. Es pot veure que a les distàncies més baixes AC és menys costosa. Tanmateix, mentre que la distància és creixent, els costos de AC creixen més ràpid que els de CC i des d'una certa distància de línia, la transmissió CC es converteixen en una solució més rendible.

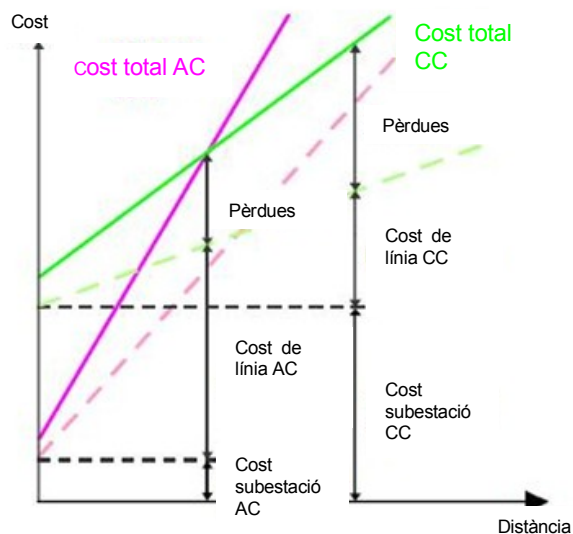


Figura 11: Comparació AC i CC dels costos de línia

El desavantatge de transmetre CC és la necessitat de disposar dels rectificadors en ambdós extrems de la línia. Les subestacions que contenen convertidors són més cares que les estàndard i cobreixen una àrea més gran. No obstant això, l'avantatge més important de CC sobre AC és menor pèrdua de transmissió. Atès que el voltatge és estable, la CC no mou l'energia reactiva a través del cable, la qual cosa significa que la potència reactiva no genera pèrdues addicionals.

En corrent continu, la densitat de corrent és similar en tot el conductor, però en corrent altern s'observa que hi ha una major densitat de corrent en la superfície que al centre. Aquest fenomen es coneix com a efecte pel·licular, efecte Kelvin o efecte skin. Aquest efecte és el causant de la variació de la resistència elèctrica, en corrent altern, d'un conductor a causa de la variació de la freqüència del corrent elèctric que circula per aquest. Utilitzant CC, els cables no es veuen afectats per l'efecte pell.

### 3.1. Aspectes tècnics HVAC

El funcionament bàsic de la transmissió HVAC és la següent: l'energia produïda pel parc eòlic a un nivell de tensió mig i en corrent altern, MVAC, s'envia a una subestació *offshore* on hi ha un transformador, que eleva la tensió a valors normalment entre 110 kV i 275 kV. L'energia és transmesa a aquesta tensió a través del cablejat submarí fins que arriba a la subestació *onshore*, on es dur a terme la connexió amb la xara elèctrica. Altres components, com interruptors i sistemes de compensació d'energia reactius, són necessaris per garantir la transmissió d'energia. Les pèrdues en els sistemes de transmissió HVAC principalment comprenen pèrdues en el cablejat, en els transformadors, i en l'equip de compensació.

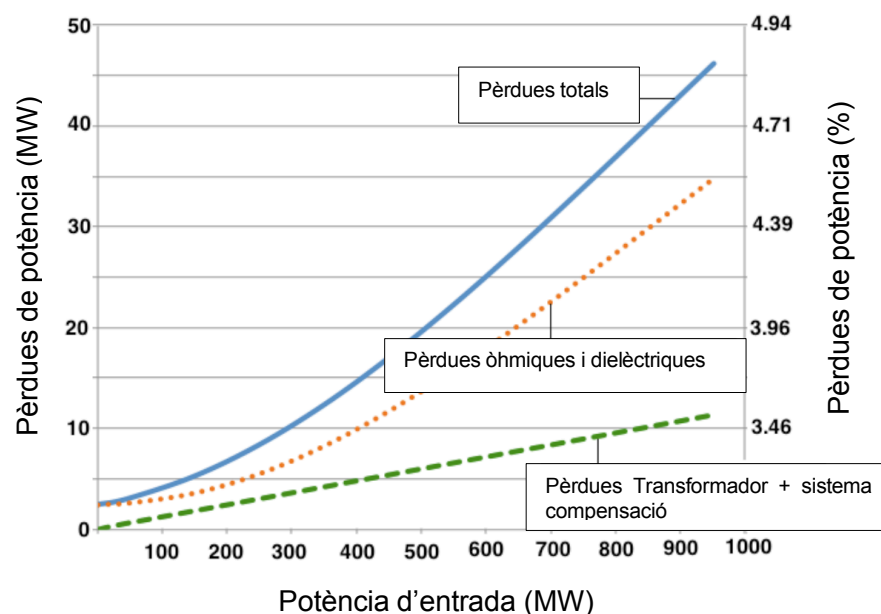


Figura 12: Pèrdues de potència totals per un sistema de 1GW HVAC a 150 km i amb cable de triple nucli XLPE

### 3.1.1. Pèrdues de transmissió de HVAC

En aquesta secció es pretén donar una visió general de les pèrdues dels sistemes HVAC per comprendre les seves limitacions. Es farà una avaluació més detallada en la secció 4.4.3.

Més del 60% de les pèrdues del sistema de transmissió d'un parc eòlic marí es troben en el cablejat submarí. Aquestes pèrdues poden ser de dos tipus depenent de la potència involucrada: pèrdues reactives (capacitiva i inductiva) i pèrdues actives (òhmiques i dielèctriques). Les pèrdues reactives no suposen una pèrdua d'energia, sinó una forma d'energia generada en els sistemes de corrent altern que no es pot utilitzar.

La raó per la qual s'eleva la tensió és per reduir les pèrdues òhmiques, que són proporcionals al quadrat del corrent (veure (1)). Per una energia determinada, doblar la tensió redueix el corrent a la meitat, disminuint així a un quart les pèrdues òhmiques.

$$P_{pèrdues} = 3 \cdot I_{cable}^2 \cdot R \cdot d \qquad Q_L = 3 \cdot I_{cable}^2 \cdot 2\pi \cdot f \cdot L \cdot d \qquad (1)$$

on,

$P_{pèrdues}$ : pèrdues òhmiques als cables [W];

$Q_L$ : potència reactiva causada pels efectes inductius [Var];

$I_{cable}$ : corrent del cable [A];

$f$ : freqüència elèctrica [Hz];

$R$ : resistència de la línia de transmissió (cable) [Ohm/km];

$L$ : inductància de la línia [H/km];

$d$ : longitud de la línia de transmissió [km].

Les fórmules de les pèrdues inductives i òhmiques són les mostrades. Les pèrdues òhmiques en AC són degudes a la resistivitat del conductor, l'efecte pell i l'efecte de proximitat (veure secció 4.4.3.1 per una explicació més detallada); mentre que les pèrdues inductives es deuen al desplaçament entre tensió i intensitat, que es pot donar en els sistemes AC. Com que ambdues, pèrdues òhmiques i inductives, depenen del quadrat de la intensitat, per fer-les menors s'ha d'establir la tensió més alta possible. Tanmateix, com que es tracta d'una transmissió marina, cal tenir en compte altres tipus de pèrdues que reduiran significativament l'energia transmesa i així, l'eficiència de tota la transmissió.

D'altra banda, els cables també generen potència capacitiva (pèrdues capacitives)



proporcionals al quadrat de la tensió, com es mostra a l'equació (2). Es pot observar que aquestes pèrdues capacitives no són dependents de la càrrega, ja que són funció de la tensió i no del corrent de transmissió.

$$Q_c = 3 \cdot \left( \frac{U_{RMS}}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot 2\pi \cdot f \cdot C \cdot d \quad (2)$$

on,

$Q_c$ : potència reactiva causada pels efectes capacitius [VAr];

$U_{RMS}$ : tensió de fase [V];

$f$ : freqüència elèctrica [Hz];

$C$ : capacitat de la línia [F/km];

$d$ : longitud de la línia de transmissió [km];

Normalment, les pèrdues capacitives són de poca importància en les línies de transmissió HVAC aèries, excepte per distàncies molt llargues, ja que la capacitància de les línies és menor que en cables HVAC submarins. En les línies de transmissió marines, degut a la proximitat entre els conductors i el revestiment, la capacitància és molt més elevada. El rang de valors de la capacitància en línies aèries és entre 9 i 14nF, mentre que la capacitància submarina és entre 200 i 300nF, uns 20 cops més elevada [12]. El contrari succeeix amb la potència reactiva inductiva, que és menor en els cables submarins que en les línies aèries, aproximadament la meitat. A més, com més s'elevi la tensió per reduir les pèrdues òhmiques i inductives (principalment les òhmiques), més augmentaran les pèrdues capacitives. En ser dependents del quadrat de la tensió, es converteixen en un problema gros particularment en cables submarins de llarga distància. La potència aparent del cable es pot calcular com:

$$S = \sqrt{(P_{transmesa} + P_{pèrdues})^2 + Q_{tot}^2} \quad , \quad Q_{tot} = Q_L - Q_c, \quad (3)$$

on,

$P_{transmesa}$ : potència transmesa i entregada a la xarxa [W];

$Q_{tot}$ : potència reactiva total produïda pels efectes inductius i capacitius [VAr];

$S$ : potència aparent [VA].

Per una tensió i una intensitat donades, la potència aparent es manté aproximadament constant per tot el cable. Conseqüentment, un increment de la potència reactiva implica una disminució en la potència activa transmesa i, per tant, una reducció de l'eficiència de tota la transmissió. Com més elevada la tensió, més potència reactiva generada per quilòmetre de

línia. Per això, per alts nivells de tensió la disminució de la potència activa transmesa és més pronunciada.

Aquest fet indica que els cables AC han d'estar preparats per transmetre més potència que la potència activa que se suposa que han de transmetre. Per exemple, en el cable de 275 kV només el 50% de la potència nominal que transfereix és potència activa en una línia de transmissió d'uns 120 km, essent la resta potència reactiva. Per tant, per aquesta distància de línia, els cables s'han de construir amb una capacitat per el doble de la potència que han de transmetre, implicant uns costos significativament més elevats. Això és un clar punt negatiu de la transmissió HVAC.

El mateix succeeix amb la intensitat. El corrent del sistema de transmissió es pot dividir en el seu component actiu, encarregat de la transmissió de la potència activa, i el seu component reactiu, relacionat amb els elements inductius i capacitius. A més, existeix una conductància  $G$  paral·lela als condensadors i responsable de les pèrdues dielèctriques.

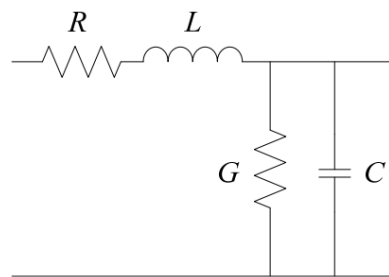


Figura 13: Model amb els components de línia

Aquestes pèrdues són actives i dependents del quadrat de la tensió i proporcionals a la potència reactiva capacitiva com es mostra en l'equació (4):

$$P_{dielèctric} = Q_c \cdot \tan(\delta) \quad (4)$$

on  $\tan(\delta)$  és un factor material-dependent, normalment al voltant de 0,004 [13].

Per tot això, es podria dir que la decisió del nivell de tensió ha de tenir en compte dos aspectes: d'una banda, una elevada tensió requerirà més compensació de la potència reactiva; i de l'altra, un baix nivell de tensió implicarà un augment de les pèrdues òhmiques.

### 3.1.2. Cablejat submarí

L'evacuació de l'energia elèctrica generada en les turbines es fa mitjançant cables submarins fins la plataforma marina, i posteriorment a la subestació *onshore* que està connectada a la xarxa principal. Hi ha dos tipus de cables de corrent alterna. D'una banda, els cables d'un sol nucli, dels quals en necessitem tres, un per cada fase del sistema trifàsic, i de l'altra, els cables de tres nuclis.

Considerant que els tres cables d'un sol nucli necessiten menys secció que els cables de tres nuclis, es necessitarà menys coure reduint així els costos d'un cable, però en total seran més alts els costos pel fet d'haver-ne d'instal·lar tres. A més, els cables de triple nucli

presentaran menors pèrdues ja que els camps magnètics generats per cada fase s'anul·laran entre ells. La instal·lació d'aquests cables serà més barata respecte els de nucli únic ja que s'hauran d'instal·lar individualment aquests últims. Tanmateix, la instal·lació de les juntes de tres nuclis és més complicada i en cas d'averia s'hauria de canviar el cable sencer mentre que en els de nucli únic només caldria canviar la fase espatllada. Per tant, l'opció preferida per la transmissió AC marina és emprar cables de triple nucli.

La segona decisió que cal prendre respecte el cablejat és el material d'aïllament. De fet els cables es classifiquen segons el seu material d'aïllament, ja que influeix significativament en el seu rendiment i comportament [14].

- Cables de polietilè

El polietilè (PE) és un hidrocarbur que consisteix en cadenes de molècules de  $\text{CH}_3(\text{CH}_2)_n\text{CH}_3$ . Els únics components són el carboni i l'hidrogen. És un material termoplàstic no polar i semi-cristal·lí. Es pot trobar en diferents rangs de densitat com LDPE (Low Density), MDPE (Medium Density) o HDPE (High Density). Les densitats varien entre els 0.90-0.97 g/cm<sup>3</sup>.

El PE té un factor de dissipació menor i unes pèrdues dielèctriques també menors que l'aïllament amb paper [15].

- Cables de polietilè reticulat (XLPE)

El polietilè reticulat ha estat usat per cables submarins des del 1973 i per cables subterranis terrestres fins i tot abans. El XLPE està format per cadenes de LDPE reticulades per formar xarxes tridimensionals. La reticulació és un procés irreversible i dota el polímer d'un punt de fusió més alt. Permet al conductor ser carregat fins que assoleix una temperatura de 90°C. El XLPE es destrueix mitjançant piròlisi als 300°C [15]. Per sistemes de transmissió marina els fabricants recomanen cables aïllats amb XLPE.

- Cables de cautxú de propilè d'etilè

Alguns fabricants usen EPR (Ethylene Propylene Rubber) en comptes de XLPE pels cables submarins. El EPR té valors de  $\tan \delta$  i  $\epsilon_r$  més elevats que el XLPE. Això fa que el EPR no sigui adequat per nivells de tensió alts sinó per aplicacions amb tensions mitjanes.

- Cables farcits d'oli aïllats amb paper

Aquest tipus de cable submarí és farcit amb oli de baixa viscositat. Es pot conèixer amb diferents noms com ara LPOF (Low Pressure Oil Filled), SCFF (Self Contained Fluid Filled) o SCOF (Self Contained Oil Filled). No són molt adequats per aplicacions submarines. El paper de baixa densitat, de l'ordre de 0.7-0.8 kg/dm<sup>3</sup>, s'utilitza per mantenir les pèrdues dielèctriques a un nivell baix i la permeabilitat pel flux de l'oli alta. Tanmateix, el factor de pèrdues dielèctriques és 5 vegades major que el del XLPE. L'aïllament es forma amb capes de paper de gruixos entre 50 i 180 µm.

	Factor de pèrdues dielèctriques $\tan \delta$	Constant dielèctrica $\epsilon_r$	Resistència aïllant	Temperatura de treball	Temperatura de curt circuit
XLPE	0,0004	2,3	$10^{17} \Omega \cdot \text{cm}$	90°C	250°C
ERP	0,002	3	$10^{14} \Omega \cdot \text{cm}$	90°C	250°C
Paper-oil	0,003	3,7	$10^{14} \Omega \cdot \text{cm}$	60-70°C	140-170°C

*Taula 1: Comparació diferents mètodes d'aïllament*

Un altre mètode d'aïllament és el gas. Les GIL (Gas Isolated Lines) s'estudiaran en profunditat al capítol 5 i es tractaran com una alternativa de transmissió.

Pel que fa al conductor, tant coure com alumini són possibles. El coure presenta major conductivitat (menys pèrdues òhmiques) i una major capacitat de transport de potència per una secció donada. Tant és així, que per assolir la mateixa conductivitat, els cables d'alumini necessiten una secció 50% més gran que el coure [16]. Els cables d'alumini tenen un cost més baix però la seva instal·lació és més difícil. Per tot això, els cables de coure són els preferits.

### 3.1.3. Transformador de potència

Un transformador és un element bàsic en la distribució i transmissió d'energia. La funció del transformador de potència és variar els nivells de tensió entre dos circuits mitjançant la inducció electromagnètica. Els paràmetres principals del transformador de potència són: potència nominal, que indica la potència nominal a la qual pot operar en estat estacionari; i la seva relació de gir, que indica la relació de transformació de tensió. Els transformadors són necessaris sempre que es vulgui variar el nivell de tensió.

A més, es necessiten més d'un transformador al mateix punt si es produeixen grans quantitats de potència, ja que en general els transformadors individuals no poden suportar càrregues superiors a 1000 MVA [17], i també perquè incrementa la fiabilitat del sistema de transmissió.

Els transformadors de les turbines es situen a la base de cada turbina eòlica marina. Aquests transformadors eleven la tensió des del voltatge típic de generació de 6,6 o 11 kV fins a 33 kV. Això són transformadors de capacitat que coincideixen amb la capacitat del generador de la turbina, de manera que quan la turbina està generant la màxima potència, la màxima potència pot ser elevada de tensió. A més, quan es dissenyen aquests transformadors, s'ha de considerar suficient potència per tal d'assegurar que no es sobrecarreguin en cap moment. La turbina incorpora un sistema de control per dur a terme aquesta tasca de control sobre els transformadors.

En el present projecte no es considerarà l'estudi d'aquests transformadors de baixa a mitja tensió, sinó que es centrarà en els transformadors de la subestació marina per elevar la mitja tensió fins a un nivell d'alta tensió i els transformadors presents a la subestació terrestre si són necessaris [15].

En parcs eòlics marins, el sistema de recollida està normalment a un nivell mig de tensió i, per a una transmissió HVAC és necessari elevar la tensió a nivells més alts, entre 110kV i 275kV. Els transformadors marins s'instal·len a una subestació marina situada a prop del parc eòlic. Al final de la línia de transmissió, si la tensió de la xarxa no coincideix amb la del sistema transmissió, caldrà un altre grup de transformadors per ajustar el nivell al de la xarxa on es vol connectar per a l'evacuació de l'energia.

Els transformadors són, en general, altament eficients, i els transformadors grans (al voltant de 100 MVA i més) poden aconseguir una eficiència tan alta com el 99,75%. A la pràctica, l'energia es dissipa a causa de la resistència dels bobinats (coneguda com a pèrdua de càrrega), i als efectes magnètics que són atribuïbles principalment al nucli (conegut com a pèrdua de ferro) [18].

### **3.1.4. Commutador GIS**

Una (caixa d'interruptors) és l'element protector d'un sistema de transmissió. Està adaptat per a alts nivells de tensió i corrent. Quan hi ha una fallada, l'interruptor automàtic ajuda a desconnectar el circuit en càrrega i trencar el corrent. Els interruptors elèctrics més usats són els interruptors aïllats amb gas (Gas Insulated Circuit Breaker, GCB), i així el corresponent commutador s'anomena GIS (Gas Insulated Switchgear). A més, aquest tipus de commutador són més compactes i, per tant, més idonis per ser muntats en una subestació marina. Aquest element s'afegirà al model de costos.

### **3.1.5. Control de potència reactiva**

La potència reactiva ha de ser compensada per prevenir una disminució en la potència activa. Hi ha diversos dispositius i estratègies per a la compensació de la potència reactiva. Donat que la major part de la potència reactiva produïda als cables submarins és capacitiva, els compensadors reactius hauran de produir potència inductiva.

L'opció més comuna és dividir la potència a compensar entre les subestacions marina i terrestre. Tanmateix, la compensació de potència reactiva a alta mar implica una subestació més gran, augmentant així els costos de l'estructura de la subestació. Una altra possibilitat seria la instal·lació de tots els transformadors a terra per tal de reduir costos. El problema d'aquesta alternativa és que la presència de potència reactiva en tota la línia reduiria significativament la potència activa transmesa.

Pel que fa als dispositius de compensació de potència reactiva, n'hi ha dos tipus: compensadors de valor fix i compensadors variables. D'una banda, els compensadors de valor fix, com els reactors derivatius, són més barats i ocupen menys espai, però no poden ajustar els seus ratis VAR per a coincidir amb les fluctuacions de potència. D'altra banda, els

compensadors variables com l'STATCOM (Static Synchronous Compensator) són més cars, però a través de l'electrònica de potència poden compensar el valor exacte desitjat en cada moment.

A causa de la naturalesa del vent, el corrent generat pel parc eòlic marí és variable; per tant, la potència reactiva produïda també fluctua. No obstant això, el corrent només afecta la potència reactiva inductiva, que resulten ser dos ordres de magnituds més petites que la potència reactiva capacitiva. Per tant, les variacions en l'energia reactiva generades pel sistema de transmissió són molt baixes. En conseqüència, només es necessiten compensadors variables quan hi ha requisits molt estrictes al punt d'acoblament de la xarxa, és a dir, quan es requereix una compensació d'energia reactiva completa.

Per a aquest treball, es consideraran els reactors derivatius al parc eòlic marí, i es considerarà un STATCOM a terra quan sigui necessari per complir els requisits de la xarxa.

## **3.2. Aspectes tècnics HVDC**

Com s'ha esmentat prèviament, a partir dels anys 1970, el corrent continu va començar a ser un mètode interessant per a la transmissió de potència. Els desavantatges relacionats amb les pèrdues reactives i les conseqüències sobre la capacitat de transmissió de potència, són unes de les raons per plantejar-se un mètode alternatiu de transmissió. Els sistemes DC no presenten cap tipus de potència reactiva que provoqui pèrdues. Si el voltatge i el corrent no oscil·len, no hi ha freqüència, a inductància de línia i els efectes de capacitància de línia són nuls en estat estacionari. Per tant, els sistemes DC només són limitats per les pèrdues òhmiques (pèrdues actives) i no calen dispositius compensadors fet que redueix els costos del sistema de transmissió.

La potència recollida en el cablejat de distribució interna de mitja tensió AC es condueix a la subestació marina, on s'eleva la tensió fins al valor adequat per a la seva conversió. Tot seguit, l'estació del convertidor, situada en la subestació marina, converteix voltatges i corrents d'AC a CC. Aquesta potència es transfereix a través de cables de corrent continu a la subestació terrestre, on serà convertida inversament a AC un altre cop. El nivell de tensió serà adaptat a la tensió de la xarxa mitjançant un altre transformador si s'escau. Cal tenir en compte que si la potència a transmetre és molt gran, es poden necessitar diversos convertidors transformadors al mateix punt.

### **3.2.1. Tecnologies d'estacions convertidores**

Una estació convertidora converteix l'electricitat entre corrent altern (AC) i corrent continu (DC). L'AC s'utilitza en els sistemes de transmissió de cada país, mentre que DC s'utilitza per enviar electricitat al llarg del cable submarí.

Actualment, les dues tecnologies HVDC implementades a escala comercial són la LCC i la VSC esmentades anteriorment.

#### **3.2.1.1. Line-commuted converter (LCC)**

La majoria dels convertidors HVDC en funcionament són LCC. Els LCC moderns es basen en dispositius de commutació controlables, emprant vàlvules de tiristors per realitzar la commutació. Com que en un LCC la direcció del corrent no es pot variar, la inversió de la direcció del flux d'energia (quan es necessita) s'aconsegueix invertint la polaritat de la tensió en ambdues estacions [32]. Per la banda de corrent altern (AC), el convertidor es comporta aproximadament com una font de corrent. Per aquest motiu, LCC per HVDC també es coneix com un convertidor de font de corrent (current-source converter, CSC).

Els LCC depenen de l'existència d'un sistema de corrent altern per funcionar. De fet, és necessari un voltatge de AC per permetre la commutació d'un dispositiu de commutació a un altre. En conseqüència, els LCC depenen d'una xarxa síncrona de AC per garantir la conversió de l'electricitat. No obstant això, els LCC tenen pèrdues més baixes que els convertidors VSC. Les pèrdues de LCC representen el 0,7% de la potència convertida [34]. Els convertidors LCC també generen harmònics, que s'han de filtrar [36] i, per tant, implica instal·lar filtres a les subestacions.

Malgrat les pèrdues més baixes, una subestació HVDC LCC necessita molt més espai. Comparat amb una estació VSC-HVDC, una LCC en duplica l'espai [35]. Això es deu principalment a la necessitat dels bancs de condensadors per compensar la potència reactiva i els bancs de filtres per fer front als harmònics.

Per tant, encara que els convertidors LCC siguin una opció interessant per la transmissió de grans quantitats de potència, no són adequats per aplicacions marines ja que les seves grans dimensions dispararien els costos de la subestació marina.

Per tot això, no hi ha cap parc eòlic marí que operi amb convertidors LCC, i aquesta opció no serà l'escollida per aquest projecte.

#### **3.2.1.2. Voltage-source converter (VSC)**

La tecnologia VSC utilitza els Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT) que es poden activar i desactivar mitjançant un senyal extern diverses vegades en el mateix cicle de potència (fet que els tiristors del LCC no) independentment del corrent que flueixi a través d'ells. Amb aquesta tecnologia, el sistema de transmissió no depèn de la xarxa AC que l'envolta i pot controlar els fluxos de potència activa i reactiva de manera contínua i independent. Aquesta propietat evita l'ús d'equips de compensació per a la potència reactiva. El ràpid control de la potència reactiva millora l'estabilitat del nivell de tensió i la capacitat de transmissió de les xarxes AC als dos extrems de la línia. La transmissió HVDC-VSC també pot controlar l'amplitud de la tensió de sortida, fet que redueix pèrdues i evita reforçaments addicionals a la xarxa AC receptora (Cole and Belmans, 2009).

En la transmissió VSC el corrent pot fluir en ambdues direccions i és independent del nivell de potència. En els convertidors VSC la inversió del flux de potència es realitza mitjançant la inversió del corrent. Això fa que la tecnologia VSC sigui més adequada per a aplicar en una



xarxa de corrent continua DC. Les freqüències de commutació més elevades dels IGBT (al voltant de 2kHz) restringeixen la intromissió dels corrents harmònics baixos i disminueixen la mida del filtre AC [19].

La capacitat de control de la potència activa i reactiva fa que el sistema sigui adequat per a totes les connexions de xarxa (febles o fortes), ja que es pot variar la potència activa i reactiva per controlar les variacions de tensió i freqüència de la xarxa AC. Un desavantatge és que el VSC té pèrdues més grans que LCC, normalment al voltant d'un 1,7% per convertidor [20]. Un font amb dades més recents indica que actualment les pèrdues del convertidors VSC més moderns han caigut fins a l'1% [21]. És una molt bona dada donat que al principi d'aquesta tecnologia les pèrdues pujaven fins al 3% [22].

Tenint en compte tots els aspectes mencionats, els convertidors VSC són més adequats per a la conversió d'energia eòlica marina que els convertidors LCC. El control de potència reactiva i la necessitat de menys espai fan que siguin l'opció preferida per a la tecnologia de transmissió de potència HVDC marina.

Hi haurà dos convertidors, un per cada operació de conversió. Per tant, hi haurà un rectificador a la subestació marina, i un inversor a la subestació terrestre.

### 3.2.2. Cablejat HVDC VSC

Per a sistemes HVDC sempre s'utilitzen cables monofàsics. En comparació amb el cablejat submarí AC, els cables de corrent continu poden portar una potència activa notablement més alta. Com que no hi ha efectes capacitius o inductius, no hi ha cap potència reactiva produïda en estat estacionari. A més, atès que l'efecte proximitat i l'efecte pell no existeixen en els conductors de corrent continu, la resistència és més baixa per a una determinada secció transversal donant així baixes pèrdues de cable en comparació amb els cables de corrent altern.

Com que als sistemes de corrent continu no els afecta la potència reactiva, tampoc hi haurà pèrdues dielèctriques. Per tant, en no perdre capacitat amb la potència reactiva, els cables DC són capaços de transmetre més potència que els cables AC i a nivells de tensió més alts. La capacitat de transmissió depèn de la secció transversal del conductor, la tensió de transmissió i el tipus de sistema (és a dir, monopolar o bipolar).

Els sistemes monopolars utilitzen un cable i el terra o el mar com a conductor de retorn. Els sistemes bipolars tenen 2 conductors a polaritat pròpia. A causa de l'elevat camp electromagnètic constant d'un sol cable sota operació de DC, els sistemes monopolars no es permeten en molts països. Quan s'utilitza un sistema bipolar i es col·loquen els cables a la mateixa trinxera, els camps electromagnètics dels dos cables amb polaritat oposada gairebé se suprimiran completament. Per tant, els sistemes bipolars s'utilitzen a tot el món amb els cables enterrats a la mateixa trinxera. Enterrar els cables a la mateixa fossa redueix la capacitat de transmissió d'energia del cable a causa de la influència tèrmica dels cables entre si [13]. Tant a terra com a nivell marí, els cables es poden instal·lar alhora i ser enterrats a la mateixa trinxera.



Vegem dos tipus de cables per a la transmissió HVDC:

- Cables HVDC aïllats en massa de paper

S'utilitza àmpliament per a les aplicacions HVDC i s'ha usat des de fa diversos anys. Aquests tipus de cables s'han utilitzat en el passat per a aplicacions de AC de mitjana tensió, però avui dia s'utilitzen per a aplicacions HVDC. Hi ha cables per a aplicacions de fins a 500 kV DC i són la millor opció possible per a DC a tensions tan elevades. A més, un altre avantatge d'aquests tipus de cables és que es poden utilitzar per a llargues distàncies. Aquests cables requereixen un tipus de paper diferent per a l'aïllament que el que s'utilitza en cables oliats per a aplicacions d'HVAC. Com que no hi ha cap problema de pèrdues dielèctriques en cables de DC, es pot escollir un paper de major densitat (de l'ordre d'uns 1,0 kg/dm<sup>3</sup>) per aconseguir la màxima resistència dielèctrica. A vegades, s'utilitza un gruix de paper diferent per aconseguir una millor flexibilitat mecànica al cable.

- Cables HVDC extruïts

El fenomen de càrrega espacial, una distribució d'un excés d'electrons o ions sobre una regió tridimensional, a diferència de la distribució d'una càrrega elèctrica sobre la superfície d'un conductor, fa que el XLPE estàndard no sigui adequat per a les aplicacions HVDC. Sota l'aplicació de tensió contínua, la càrrega espacial s'acumula en determinats llocs del mur d'aïllament. Aquestes acumulacions creen pics no desitjats de camp elèctric en l'aïllament. Aquest efecte fa que XLPE no sigui adequat per a les aplicacions HVDC [23].

S'han desenvolupat extrusions XLPE avançades que són adequades per al seu ús en aplicacions HVDC. La força mecànica aconseguida per materials extrusionats fa que sigui molt adequada per a la instal·lació i el funcionament del submarí.

### 3.2.3. Xarxes DC multi-terminal

La interconnexió dels parcs eòlics amb diversos terminals terrestres en un sistema de malla és probable que sigui rendible per múltiples connexions radials a la vora. Aquestes xarxes mallades integrades es denominen xarxes multi-terminal o MTDC (Multi-Terminal DC).

Un estudi realitzat per l'operador del sistema de transmissió del Regne Unit National Grid sobre els desenvolupaments eòlics a l'estranger al Regne Unit mostra que una MTDC estalviaria un 25% o més dels costos de capital a través de connexions radials a la costa i també un menor impacte ambiental i problemes de planificació. Una xarxa MTDC podria interconnectar posteriorment els sistemes elèctrics nacionals i facilitar l'intercanvi de grans quantitats d'energia a distàncies llargues entre diversos mercats elèctrics nacionals o regionals [24].

# CAPÍTOL 4:

## Modelització de costos

L'objectiu d'aquest projecte és facilitar una eina de suport per determinar, per cada distància desitjada, els costos de la transmissió elèctrica des del parc eòlic marí fins a la xarxa convencional que és el punt d'evacuació de l'energia generada a alta mar. També s'usarà per poder observar gràficament el punt a partir del qual convé prendre una tecnologia o altra (HVAC o bé HVDC).

Primerament, es proporcionarà una descripció general del funcionament de l'eina i, en segon lloc, es realitzarà una explicació detallada de l'anàlisi tècnic-econòmic i les consideracions fetes.

### 4.1. Descripció de l'eina

L'eina de suport consisteix en dos fitxers de Matlab (\*.m), un per corrent altern (HVAC) i l'altre per continu (HVDC). S'ha dividit en dos fitxers diferents per simplificar la seva comprensió i el nombre de variables necessàries. Per a la correcta utilització de l'eina cal tenir en compte un seguit d'indicacions respecte les unitats de cada variable. Es detallaran en la descripció del model però també hi són presents en el mateix fitxer de Matlab, on hi consta per cada equació un títol o una descripció breu.

Cal tenir en compte que el principal objectiu i el que s'obté amb aquests models és estimar els costos de capital de la transmissió de potència des del punt de recollida del parc eòlic marí fins la xarxa. També, amb el app Guide (\*.fig) s'ha dissenyat una aplicació que dibuixa un gràfic amb els costos de cada tecnologia i també les dues alhora per comparar-les. Es pot canviar d'una a l'altra (HVAC, HVDC) de manera interactiva a través d'una pantalla de l'aplicació.

Sempre que ha estat possible s'han fet aproximacions per tal de minimitzar el nombre de variables que l'usuari ha d'introduir. A més, donades les escasses dades disponibles per fonamentar les funcions de costos, s'han fet servir sobretot funcions lineals.

Per començar, l'usuari haurà d'introduir els valors de les variables comuns en totes dues tecnologies, i tot seguit afegir també els valors de les variables específiques per HVAC o HVDC (veure secció 4.2).

Per a HVAC i HVDC, l'usuari disposa de valors que indiquen la idoneïtat dels paràmetres introduïts en relació amb la capacitat de transmissió (vegeu la Secció 4.6).

Per tots dos casos, HVAC i HVDC, s'ha seguit una estructura en què els costos distància-dependents i els no dependents de la llargada de la línia estan separats. Així queda una mica més visible què suposarà un gran augment de cost quan augmenti la distància a la costa, i què representarà un cost fix inicial.

L'estructura que es seguirà en la eina de Matlab és la mateixa que es seguirà en la secció 4.2 en la presentació de les funcions i els càlculs. D'aquesta manera serà més senzill un seguiment paral·lel de la descripció explicativa i el propi programa.

## 4.2. Variables del parc eòlic marí

Els paràmetres del parc eòlic marí seran els inputs de les funcions per dur a terme els càlculs dels costos de la transmissió. La taula següent mostra les principals variables que serviran per ambdós models.

Variables principals	Descripció	Unitats
Powf	Potència nominal activa produïda per totes les turbines (la potència nominal del parc eòlic marí)	MW
Cowf	Factor de capacitat	(p.u.)
Costenergia	Preu de mercat de l'energia	[€/MWh]
towf	Esperança de vida del parc	anys
i	Taxa de descompte	%

*Taula 2: Paràmetres parc eòlic marí*

Es pot donar el valor que es desitgi a aquestes variables. Tanmateix, ja que l'objecte d'estudi són parcs eòlics marins grans, la Powf s'aconsella que sigui de l'ordre de centenars de MW. La taxa d'ús, o bé factor de capacitat, s'estima entre el 40% i 50%, així que s'establirà per defecte en el 40% (0.4 p.u.). Pel que fa al preu de mercat de l'energia, un nou anàlisi de costos del Laboratori Nacional d'Energies Renovables dels Estats Units mostra escenaris creïbles de reduccions de costos inferiors a 100 \$/MWh (uns 84€).

Prendrem per un estudi inicial el valor de 100 €/MWh per no situar-nos en el cas més òptim del preu. A més, es poden trobar preus més alts si es tenen en compte els subsidis rebuts per garantir de certa manera el preu de venda [25].

Finalment, l'esperança de vida d'un parc eòlic, segons les prediccions de la indústria, és al voltant dels 20-25 anys. Per tant, es prendrà 20 anys com a *towf* per seguir la tendència d'agafar els valors per defecte.

### 4.3. Metodologia de càlcul de costos de pèrdues

Els costos de pèrdua es calculen com el cost que representa l'energia no venuda. La mitjana d'hores d'un any es pren com 8765,81.

El cost del factor de pèrdua és definit en €/W per l'equació (5). Aquest factor s'utilitzarà per al càlcul de costos de pèrdues durant tota la dissertació.

$$F_{pèrdues} = 8765,81 \cdot C_{energia} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^{t_{OWF}+1}}{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)} \quad (5)$$

### 4.4. Costos HVAC

Per començar es defineixen unes variables comunes per tots els parcs eòlics amb transmissió del tipus HVAC. El valor d'aquestes variables les ha de decidir l'usuari.

Variables	Descripció	Unitats
$U_{RMS,HVAC}$	Tensió de fase dels cables de transmissió	V
$S_{HVAC}$	Secció cable	mm <sup>2</sup>
$f$	Freqüència elèctrica	Hz
$n_{cables,HVAC}$	Nombre de cables de triple nucli.	-

*Taula 3: Variables comunes parcs eòlics marins*

El terme "RMS" significa "Root-Mean-Squared". La majoria de llibres defineixen això com la "quantitat de potència AC que produeix el mateix *heating effect* que una potència DC equivalent". El valor RMS és l'arrel quadrada del valor mitjà de la funció quadrada dels valors instantanis.

Quan s'utilitza per comparar el valor de tensió RMS equivalent d'una forma d'ona sinusoïdal alterna que subministra la mateixa potència elèctrica a una càrrega determinada com un

circuit DC equivalent, el valor RMS s'anomena "valor efectiu" i generalment es presenta com:  $V_{\text{eff}}$  o  $I_{\text{eff}}$  [26].

La freqüència es selecciona de manera predeterminada com a 50 Hz, ja que és la freqüència que tenim aquí i a la resta d'Europa. Tanmateix, podria ser interessant introduir altres valors, com els 60 Hz, que és la freqüència a Amèrica del Nord i en algunes parts d'Amèrica del Sud i Àsia. El nivell de

tensió s'ha de triar entre 110 kV i 275 kV, ja que les equacions de costos només s'han modelat en aquest rang.

Els nivells de tensió estandarditzats per a la transmissió de submarina són de 110 kV, 132 kV, 150 kV, 220 kV i 275 kV. Per a la secció transversal del cable, l'usuari ha de triar entre una llista de valors normalitzats.

Un cop s'ha triat la secció transversal del conductor, el corrent admissible o corrent màxim del cable de tres nuclis (és a dir, la intensitat màxima que pot suportar cada nucli de cable) es dedueix a partir dels valors donats pels proveïdors. En la taula 4 es mostren els valors per conductors de coure que serà el cas estudiat, però també els valors per conductors d'alumini per poder comparar [27].

100-300 kV XPLE cables de 3 nuclis		
Secció transversal mm <sup>2</sup>	Conductor de coure	Conductor d'alumini
	A	A
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	720

*Taula 4: Valors corrent màxim admissible segons material conductor i secció transversal*

Amb aquests valors, el corrent mitjà per cada nucli de cable i la potència per cada cable es calculen com:

$$I_{mitjana,HVAC} = \frac{c_{OWF} \cdot P_{OWF}}{n_{cables,HVAC} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{RMS}} ; \quad S_{cable,HVAC} = \sqrt{3} \cdot U_{RMS} \cdot I_{nom,HVAC} \quad (6)$$

on,

$I_{mitjana,HVAC}$  : corrent actiu mitjà per cada nucli de cable [A/nucli];

$P_{OWF}$  : potència nominal del parc eòlic marí [MW];

$U_{RMS}$  : tensió de fase dels cables de transmissió [V];

$I_{nom,HVAC}$ : corrent admissible o màxim, és a dir, el corrent actiu que cada cable ha de portar en funcionament normal [A];

$S_{cable,HVAC}$ : Potència nominal de cada cable, és a dir, la potència màxima que pot suportar cada cable en estat estacionari [MW].

El valor que es doni a les variable d'entrada determinarà el rendiment de la transmissió. També cal observar que el corrent actiu mitjà és independent de corrent admissible del cable. Això podria portar a situacions poc realistes, on el corrent màxim admissible del cable fos més baix que el valor del corrent mitjà. La mateixa situació podria ocórrer en el model HVDC. Per prevenir aquestes situacions es donaran indicacions per al dimensionament del cables proporcionant així una ajuda al usuari (secció 4.6).

Després d'haver calculat el corrent mitjà i la potència nominal dels cables, es procedeix amb la resta de càlculs. Cal esmentar que a partir d'ara es distingeixen tres apartats per tractar de forma ordenada els càlculs necessaris. Un corresponent als costos fixos, un altre corresponent als costos variables o distància-dependents i un tercer que fa referència a les pèrdues HVAC. Dins de cada subapartat es s'esmentarà amb més detall els càlculs que hi tenen cabuda.

### 4.4.1 Costos fixos

En aquest subapartat es tractaran els costos dels transformadors, dels commutadors, i de les subestacions tant marina com en terra.

#### 4.4.1.1 Transformadors

Basant-se en la seva potència nominal, s'han recollit dades de [28] i [29] per modelar l'equació del cost del transformador. Aquestes dades s'han traçat per establir una relació entre els costos i la potència nominal.

El cost del material assumeix els preus actuals per als diferents productes bàsics rellevants; cost sotmès a fluctuació en funció dels canvis en els índexs de mercaderies.

Es pot observar l'alta correlació entre la potència nominal i el cost del transformador amb el valor del coeficient  $R^2$  de 0.986. Finalment, la corba obtinguda per les dades és:

$$C_{TR,HVAC} = 0,0418 \cdot S_{TR,HVAC}^{0,7592} \quad (7)$$

on,

$C_{TR,HVAC}$ : cost d'un transformador [M€]

$S_{TR,HVAC}$ : potència nominal del transformador [MW].

Quant a la quantitat de transformadors emprats, es necessitaran dos grups separats, un per a cada subestació. Cada grup ha de tenir prou capacitat per absorbir la potència completa del parc eòlic. Hi ha diverses opcions per a la distribució de la potència entre els transformadors, però la més idònia consisteix en dos transformadors per subestació, cadascun amb una capacitat del 60% de la màxima potència del parc eòlic. Aquesta configuració serà la presa per aquest treball ja que dóna importància tant a la fiabilitat com al cost. En cas de fallada d'un dels dos transformadors, encara en queda un d'operatiu amb un 60% de capacitat. Per tant, hi haurà quatre transformadors en total, cadascun amb capacitat per  $0,6 \cdot P_{OWF}$ .

Ja que no s'han trobat dades dels costos de transformadors de potència més gran que 800 MVA, l'anàlisi que es farà no es pot estendre a parcs eòlics marins més grans que 1600 MW. Si aquest fos el cas, amb les eines d'aquest estudi seria necessari instal·lar més de dos transformadors per subestació.

#### 4.4.1.2 Commutadors GIS

Per trobar una funció per al càlcul dels costos dels commutadors s'han trobat les dades següents en [28]:

Especificacions	Cost [M€]
132 kV	1,26 - 1,61
275 kV	3,34 - 3,68
400 kV	4,37 - 4,72

*Taula 5: Costos commutadors segons tensió*

Les xifres de cost són per a la subestació instal·lada completa, inclosa la mà d'obra. Basant-se en les dades anteriors, el cost d'un GIS HV es pot obtenir a través d'un model lineal:

$$C_{GIS} = 0,0117 \cdot U_{RMS} + 0,0231 \quad (8)$$

En aquest cas, els costos resulten ser tensió-dependents i no funció de la potència. Com que la finalitat de la commutació és fonamentalment la protecció i es necessita entre components crítics, la quantitat d'aparells de commutació HV necessaris seran dos per cable, un assignat a la subestació marina (punt llançament) i un altre a la subestació terrestre (punt d'arribada) [28].

#### 4.4.1.3 Costos subestacions marina i terrestre

En el cas de la subestació marina, el cost d'una estructura depèn de les seves dimensions. Segons [30] i [31] el cost d'una plataforma ben equipada i completa, és a dir, amb espai suficient per l'equipament elèctric, espai on els treballadors puguin viure i també per altres serveis com ara heliports, es pot modelar amb l'equació següent:

$$C_{sb,HVAC} = 2,534 + 0,0887 \cdot P_{OWF} \quad (9)$$

on,

$C_{sb,HVAC}$  : cost de la base de la subestació a alta mar [M€].

$P_{OWF}$  : potència nominal del parc eòlic marí [MW].

També es podria relacionar el cost de la plataforma marina amb el seu volum. Es disposa d'algunes dades [58] per plataformes de sistemes de transmissió HVAC amb capacitats de 300 i 500 MW.

Cas d'estudi 1: 132/33 kV 300 MW HVAC (25·20·18 metres, pes 2000 tones)

Profunditat de l'aigua	20-30 metres	30-40 metres	40-60 metres
Costos en M€	33 - 38	35 - 39	36 - 40

*Taula 6: Costos plataformes AC pel cas d'estudi 1*

Cas d'estudi 2: 220/33 kV 500 MW HVAC (40·30·18 metres, pes 2500 tones)

Profunditat de l'aigua	30-40 metres	40-60 metres
Costos en M€	42.5 - 46	43.7 - 49.5

*Taula 7: Costos plataformes AC pel cas d'estudi 2*

Càlcul amb (9) i comparació amb les dades extretes de [28]:

Potència nominal	Volum	Pes	Cost [M€] (9)	Cost [€/m <sup>3</sup> ]	Cost [€/t]
300 MW	9000	2000	29,1	3233	14550
500 MW	21600	2500	46,9	2171	18754

*Taula 8: Comparació costos plataforma segons potència*



En la taula 8 es pot observar que en augmentar els costos de la plataforma, els costos per metre cúbic disminueixen, però els costos per tona augmenten. Tanmateix aquest comportament no es pot extrapolar amb només dues dades i no s'utilitzaran els resultats per fer una regressió i obtenir una funció per modelar els costos. El cost calculat amb (9) per a la potència de 300 MW no correspon dins els intervals mostrats en la taula 6.

## 4.4.2 Costos distància-dependents

### 4.4.2.1 Costos cables triple nucli submarins

Modelar els costos dels cables no és fàcil ja que cal trobar dades que no incloguin la seva instal·lació i siguin per HVAC, no per MVAC. L'estudi dut a terme a [58] aporta dades del cost dels cables de triple nucli HVAC:

$S(\text{MVA})$	$V(\text{kV})$	$\text{Costos } [\text{M€}/\text{km}]$
200	132	0.518 - 0.805
300	220	0.575 - 0.863
400	245	0.748 - 1.150

Taula 9: Costos cables triple nucli, dades de [28]

Notes:

1. El preu assignat és per al cost total del cable subministrat, inclòs el nucli metàl·lic, tot i que els costos estan clarament subjectes a fluctuacions significatives que comprenen aproximadament un 30% - 40% del cost total.
2. Les xifres s'han de prendre com a preus indicatius. El preu és molt volàtil depenent de l'oferta i la demanda del mercat.
3. Els preus es basen en les xifres dels fabricants.

En [60] podem trobar un model molt interessant. Stefan Lundberg afirma que el cost dels cables de triple nucli es pot modelar a través d'una equació exponencial del tipus:

$$C_{\text{cablesHVAC}} = A + B \cdot e^{C \cdot S_{\text{cablesHVAC}} \cdot 10^2} \quad (10)$$

on,

$A, B$  i  $C$ : constants que depenen del nivell de tensió;

$C_{\text{cablesHVAC}}$ : cost dels cables de triple nucli  $[\text{M€}/\text{km}]$ ;

$S_{cablesHVAC}$ : potència nominal d'un cable [MVA].

En següent taula es mostren els valors de les constants de (10) convertides a euros, ja que en [30] es proporcionaven les dades en corones sueques, i actualitzades amb la taxa mitjana d'inflació de l'Eurozona del 2% anual.

V [kV]	A [M€]	B [M€]	C [MVA <sup>-1</sup> ]
22	0,031	0,063	6,15
33	0,044	0,064	4,10
45	0,056	0,066	3,00
66	0,074	0,068	2,05
132	0,213	0,023	1,66
220	0,344	0,012	1,16

Taula 10: Valors de les constants pel model de costos dels cables HVAC

Segons la taula anterior, el model resultant no serà fiable per valors de  $U_{RMS}$  més grans que 220 KV.

Les tres constants (A, B i C) s'han de modelar per a cada nivell de tensió. Amb això obtenim (11), (12) i (13):

$$A_{HVAC} = 0,001631 \cdot U_{RMS} - 0,0142 \quad (11)$$

$$B_{HVAC} = 0,9805 \cdot U_{RMS}^{-0,765} \quad (12)$$

$$C_{HVAC} = 45,713 \cdot U_{RMS}^{-0,693} \quad (13)$$

Combinant (11), (12) i (13) amb (10) es podran obtenir els costos dels cables de triple nucli.

#### 4.4.2.2 Costos instal·lació cables

La instal·lació dels cables submarins és una tasca delicada que només pot dur-se a terme quan les condicions climàtiques ho permeten sense fer córrer cap risc als operaris. A més, cal disposar dels vaixells adequats per realitzar correctament aquesta feina.

Aquests dos factors poden endarrerir el procés de fixació del cablejat submarí. Diversos estudis consideren costos diferents, com per exemple Lancheros que assumeix un cost de 0,3 M€/km [32], o Van Eeckhout que considera un cost de 0,170 M€/km [33]. A més també

s'han trobat altres dades en [34] que compren valors d'entre 0,254 i 0,282 per seccions de 500 mm<sup>2</sup>, i valors d'entre 0,238 i 0,310 per seccions de 800 mm<sup>2</sup>, tot per voltatges de 132 a 220 kV.

Les dades recopilades no segueixen cap patró prou clar com per fer una regressió lineal múltiple i aconseguir que expliqui més del 50% de la variància del cost. Això és degut a que els factors que afecten els costos en aquest cas (disponibilitat del vaixells adequats i condicions meteorològiques), són totalment impredecibles. Per tant, en comptes de prendre un model molt poc realista, s'ha optat per prendre el valor constant de 0,273 M€/km per cada cable, que és el cost mitjà de les dades disponibles.

### 4.4.3 Pèrdues HVAC i potència reactiva

Abans de poder calcular les pèrdues al cablejat, cal determinar els paràmetres del cable: resistència, capacitància i inductància. A més, cal que aquests paràmetres es calculin en funció de la distància de la línia de transmissió per poder modelar posteriorment les pèrdues en funció d'aquesta distància.

#### 4.4.3.1 Resistència del cable

La resistència AC del cable es calcula seguint els criteris de la IEC 60287, proporcionats en [35] i [36]. De fet, la resistència AC equivalent d'un cable és la resistència DC incrementada per un factor que depèn de l'efecte proximitat i l'efecte pell, de la següent manera:

$$R_{ac} = R_{dc} \cdot (1 + \gamma_s + \gamma_p) \quad (14)$$

on,

$R_{ac}$ : resistència AC del conductor [Ω/km];

$R_{dc}$ : resistència DC del conductor [Ω/km];

$\gamma_s$  i  $\gamma_p$ : factors adimensionals que representen l'efecte pell (skin) i l'efecte proximitat (proximity) respectivament.

La resistència DC es calcula com:

$$R_{dc} = \frac{1,02 \cdot 10^9 \cdot \rho_{20}}{S} \cdot (1 + \alpha_{20} \cdot (\theta - 20)) \quad (15)$$

on,

$\rho_{20}$ : resistivitat tèrmica del material conductor a 20° [Ω·m];

$\alpha_{20}$ : coeficient tèrmic del material conductor a 20° [K<sup>-1</sup>];

$S$ : secció transversal del material conductor [mm<sup>2</sup>];

$\theta$ : temperatura de treball del material conductor [°C].

Donat que el material escollit pel conductor és el coure, els valors de resistivitat tèrmica i coeficient tèrmic seran  $1,7241 \cdot 10^{-8}$  i  $3,93 \cdot 10^{-3}$  respectivament. Pel que fa a la temperatura de treball, la fixarem a 90°C, que és la màxima temperatura operacional pels cables de XLPE [36].

L'efecte pell es calcula segons:

$$y_s = \frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4} \quad (16)$$

$$x_p^4 = \left( \frac{8 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-7} \cdot k_s}{R_{dc}} \right)^2 \quad (17)$$

on,

$f$ : freqüència elèctrica [Hz];

$k_s$ : factor dependent de la geometria i igual a 1 en cas de conductors cilíndrics [36].

I l'efecte proximitat, per cables de triple nucli, es calcula com:

$$y_p = \frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4} \cdot \left( \frac{d_c}{s_c} \right)^2 \cdot \left[ 0,312 \cdot \left( \frac{d_c}{s_c} \right)^2 + \frac{1,18}{\frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4} + 0,27} \right] \quad (18)$$

on,

$d_c$ : diàmetre del conductor [mm];

$s_c$ : espaiat entre axis del conductor [mm];

El diàmetre del conductor es pot calcular a partir de la secció transversal, però l'espaiat entre axis dels conductors és més complex de trobar. Entre els conductors dins d'un cable de tres nuclis es troba l'aïllament, el gruix del qual depèn del nivell de tensió. En conseqüència, la distància entre els eixos del conductor no és només dues vegades el seu radi.

Mitjançant una regressió lineal s'ha aconseguit un model de  $s_c$  que explica més d'un 95% de la variabilitat. S'ha fet en funció de la tensió i del diàmetre del conductor:

$$s_c = 20,491 + 0,15155 \cdot U_{RMS} + 0,78141 \cdot d_c \quad (19)$$

on  $U_{RMS}$  és la tensió de fase [kV]. En l'eina matemàtica ja s'indicarà el canvi realitzat per

igualar unitats en cas que una variable d'entrada s'indiqui posar-la en [V] per exemple, i aquí es necessiti en [kV].

Amb la combinació de (15), (16), (17), (18) i (19) es pot calcular la resistència AC dels cables submarins sense necessitat d'afegir noves variables entrada.

#### 4.4.3.2 Inductància i capacitat del cable

La determinació de la inductància i la capacitat requeria el coneixement molt acurat de la geometria del cable i disposar de dades com ara del gruix de l'aïllament i la funda que revesteix el conductor. Obtenir aquest tipus de dades requeriria dur a terme un anàlisi exhaustiu de la geometria dels cables XLPE i el resultat seria per casos específics. Per tot això, en aquest estudi es descarta usar fórmules que impliquin moltes dades geomètriques.

Tanmateix, es podrien estimar mitjançant interpolacions de dues variables, interpolant pel diàmetre del conductor i pel nivell de tensió. Les dades ha estat extretes de [38]. La taula següent mostra les dades utilitzades:

D <sub>conductor</sub> [mm] / U[kV]	110	132	150	220	275
15,8	0,14	0,13	0,13	0,14	0,14
18,1	0,15	0,14	0,14	0,16	0,16
20,4	0,17	0,16	0,15	0,17	0,17
23,2	0,20	0,18	0,17	0,19	0,18
26,2	0,22	0,20	0,19	0,21	0,20
29,8	0,24	0,21	0,21	0,23	0,22
33,7	0,26	0,23	0,23	0,25	0,23
37,9	0,28	0,25	0,25	0,27	0,26

Taula 11: Dades per a la interpolació de la capacitat [uF/km]

D <sub>conductor</sub> [mm] / U[kV]	110	132	150	220	275
15,8	0,46	0,47	0,47	0,43	0,44
18,1	0,43	0,44	0,44	0,41	0,42
20,4	0,41	0,42	0,42	0,40	0,4
23,2	0,38	0,40	0,40	0,38	0,39
26,2	0,37	0,38	0,38	0,36	0,37
29,8	0,36	0,37	0,37	0,35	0,36
33,7	0,34	0,36	0,36	0,34	0,35
37,9	0,33	0,35	0,35	0,33	0,34

Taula 12: Dades per a la interpolació de la inductància [mH/km]

Finalment s'ha trobat un mètode [39] per calcular correctament la capacitat i la inductància. Els valors trobats per a la capacitat i la inductància són 0,244 uF/km i 0,353 mH/km respectivament.

#### 4.4.3.3 Factor de pèrdues dielèctriques

S'han trobat molts estudis sobre el comportament dielèctric dels cables XLPE, encara que la majoria es centren en cables de mitja tensió. Les dependències més fortes es troben amb la temperatura i l'envelliment. El valor estàndard segons la IEC (International Electrotechnical Commission), és de 0,004, malgrat alguns proveïdors reclamen valors de 0,0004 (10 vegades menor), el qual podrien fer possible amb les seves vigents tecnologies [37].

Per a aquest treball es prendrà el valor estàndard de 0,004 tot i que pot ser canviat.

#### 4.4.3.4 Potència reactiva del cable i compensació

Un cop determinades la inductància i la capacitat de la línia es pot procedir a calcular la potència reactiva generada. Així doncs, la potència inductiva i la potència capacitiva es calculen com:

$$q_l = n_{cables} \cdot 3 \cdot I_{mitjana,HVAC}^2 \cdot 2\pi \cdot f \cdot L \quad (20)$$

$$q_c = n_{cables} \cdot 3 \cdot \left( \frac{U_{RMS}}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot 2\pi \cdot f \cdot C \quad (21)$$

on,

$q_l$ : potència inductiva generada per quilòmetre de línia de transmissió [VAr/km];

$q_c$ : potència capacitiva generada per quilòmetre de línia de transmissió [VAr/km];

$n_{cables}$ : nombre de cables;

$U_{RMS}$ : nivell de tensió de fase [V];

$f$ : freqüència elèctrica [Hz];

$C$ : capacitat de la línia [F/km];

$L$ : inductància de la línia [H/km];

$I_{mitjana,HVAC}$ : corrent actiu mitjà per cada nucli de cable [A/nucli].

Com que la potència reactiva inductiva generada depèn de la intensitat, és a dir, de la càrrega, el valor mitjà del corrent s'utilitza per al càlcul de  $q_{tot}$  [VAr/km], la potència reactiva total per quilòmetre de línia, segons:

$$q_{tot} = q_l - q_c \quad (22)$$

La potència capacitiva generada és major que la inductiva, per tant la compensació s'haurà de fer amb potència reactiva inductiva mitjançant reactors derivatius (veure secció 3.1.5). També, com s'ha esmentat a la secció 3.1.5, es tindrà en compte un STATCOM per satisfer els requeriments de la xarxa quan sigui necessari.

El cost dels reactors derivatius s'estableix als 0,01 M€/MVar, tal com afirma Van Eeckhout [33]. Per STATCOM d'entre 100 MVar i 200 MVar, el rang de preus és de 5,75 a 11,5 M€ [28], resultant un cost aproximat de 0,086 M€/MVar. Com s'ha citat a la secció 3.1.5, es preveuen unes petites variacions de potència reactiva.

Per tant, per aquest estudi es considerarà una unitat de STATCOM que compensarà el 10% de la potència reactiva produïda (aquesta taxa és modificable per l'usuari).

La funció dels costos del reactor de compensació es pot expressar doncs com:

$$C_{compensació} = 0,01 \cdot |q_{tot}| + 0,086 \cdot 0,1 \cdot |q_{tot}| \quad (23)$$

on,

$q_{tot}$ : potència reactiva total generada pels cables [MVar];

$C_{compensació}$ : costos compensació potència reactiva [M€].

A més, els sistemes de compensació tindran les seves pròpies pèrdues. Les pèrdues dels reactors derivatius representen un 0,2% de la potència transmesa [40]. Les pèrdues i els seus costos es calculen com:

$$P_{pèrdues reactor} = 0,002 \cdot |q_{tot}| \quad (24)$$

$$C_{pèrdues reactor} = P_{pèrdues reactor} \cdot F_{pèrdues} \quad (25)$$

on,

$P_{pèrdues reactor}$  : potència perduda als reactors [W/km];

$C_{pèrdues reactor}$  : costos de les pèrdues als reactors [€/km];

$q_{tot}$ : potència reactiva total generada pels cables [VAr] (aquí està en VAr per quadrar les unitats).

Per altra banda, les pèrdues en el reactor variable no es tindran en compte ja que no podem saber ni predir quan serà necessari el STATCOM. Tot i que els requisits d'acoblament de la xarxa siguin molt estrictes, el STATCOM no funcionarà de manera contínua, només quan hi

hagi un desequilibri imprevisible en l'energia reactiva.

#### 4.4.3.5. Potència activa del cable

Un cop calculats els paràmetres de la línia de transmissió, es poden deduir els valors de les pèrdues òhmiques i dielèctriques.

$$P_{pèrdues\ \dot{o}hmiques}^{activa} = n_{cables} \cdot 3 \cdot I_{mitjana,HVAC}^2 \cdot R_{ac} \quad (26)$$

$$P_{pèrdues\ dielèctric} = q_c \cdot \tan(\delta) \quad (27)$$

on,

$P_{pèrdues\ \dot{o}hmiques}^{activa}$ : pèrdues causades per la part activa del corrent, per quilòmetre de línia [W/km];

$n_{cables}$ : nombre de cables;

$I_{mitjana,HVAC}$ : corrent actiu mitjà per cada nucli de cable [A/nucli].

$R_{ac}$ : resistència del conductor per quilòmetre [ $\Omega$ /km];

$P_{pèrdues\ dielèctric}$ : potència perduda per efecte dielèctric per quilòmetre de línia [W/km];

$q_c$ : potència capacitiva per quilòmetre de línia [VAr/km];

$\tan(\delta)$ : factor de pèrdues del dielèctric.

#### 4.4.3.6. Corrent de càrrega

El corrent del cable consta a més d'una part activa, d'un component reactiu que correspon al corrent de càrrega. Aquesta part reactiva del corrent augmenta amb la distància a causa dels elements inductius i capacitius del cable. El corrent de càrrega [A/nucli·km] es calcula segons:

$$i_c = \frac{q_{tot}}{\sqrt{3} \cdot U_{RMS} \cdot n_{cables}} \quad (28)$$

De la fórmula anterior (28) es pot deduir que el corrent de càrrega augmentarà amb la distància de línia, incrementant així també les pèrdues òhmiques. Amb la compensació als dos extrems es reduirà el seu valor fins a la meitat. Per tant, el valor del corrent de càrrega compensat serà:



$$I_{c,compensada} = \frac{i_c}{2} \quad (29)$$

Amb tot això, el corrent per una distància donada es pot determinar com la suma dels dos components segons:

$$I_{cable}(l) = I_{mitjana,HVAC} + \frac{i_c}{2} \cdot l \quad (30)$$

El component del corrent actiu de les pèrdues òhmiques es tracta a l'apartat 4.4.3.4, mentre que les pèrdues òhmiques causades pel corrent de càrrega són:

$$P_{pèrdues \text{ òhmiques}}^{de càrrega}(l) = n_{cables} \cdot 3 \cdot l^2 \cdot \frac{i_c^2}{4} \cdot R_{ac} \quad (31)$$

Per obtenir les pèrdues òhmiques de càrrega de tota la llargada de la línia de transmissió, s'ha d'integrar l'expressió (31). No seria correcte multiplicar-la per la distància ja que s'estaria considerant un corrent de càrrega constant, i igual al màxim valor que pot prendre que es dona al final de la línia, per tota la línia de transmissió. Aquest càlcul implicaria una sobreestimació de les pèrdues del corrent de càrrega.

$$P_{pèrdues \text{ òhmiques}}^{de càrrega} TOTALS = \int_0^{d_{tot}} n_{cables} \cdot 3l^2 \cdot \frac{i_c^2}{4} \cdot R_{ac} \cdot dl = \frac{3 \cdot n_{cables} \cdot R_{ac} \cdot i_c^2}{12} \cdot d_{tot}^3 \quad (32)$$

Per deixar-ho en funció de la distància de la línia escriurem (32) en [W/km³]:

$$P_{pèrdues \text{ òhmiques}}^{de càrrega} TOTALS = \frac{3 \cdot n_{cables} \cdot R_{ac} \cdot i_c^2}{12} \quad (32 \text{ bis})$$

Aquesta distinció de les pèrdues òhmiques actives i de càrrega es fa perquè és com s'implementa el codi en l'eina de Matlab, ja que es necessita tractar diferent els costos fixos i variables amb la distància. Per tant, el cost de les pèrdues de càrrega és:

$$C_{cable HVAC}^{pèrdues corrent de càrrega} = n_{cables} \cdot 3 \cdot \frac{i_c^2}{12} \cdot R_{ac} \cdot F_{pèrdues} \quad (34)$$

Per fer quadrar les unitats d'aquest últim càlcul (34) cal multiplicar per  $10^{-6}$  el terme de (33) ja que  $F_{pèrdues}$  està en [M€/MW]. Així doncs,  $C_{cable HVAC}^{pèrdues corrent de càrrega}$  està en [M€/km³].

#### 4.4.3.7. Pèrdues en els transformadors

El preu de compra no és l'única consideració a l'hora d'estimar el cost total de propietat d'un transformador de potència. El risc de fallada, l'eficiència, el suport tècnic i són altres factors importants.

Els transformadors són components clau en qualsevol sistema elèctric. Les interrupcions operatives poden tenir moltes conseqüències negatives, com ara pèrdues d'ingressos, costos de reparació, clients insatsfets, etc.

Per exemple, la interrupció d'un transformador trifàsic de 500 MVA pot costar 3 milions d'euros per dia en ingressos perduts. L'assegurament de la disponibilitat del transformador s'ha de considerar, doncs, com una despesa inevitable per assegurar un funcionament continu a llarg termini. Els costos es poden estimar sumant un gran nombre de factors de risc operacional. Què passa si el transformador té un disseny de curtcircuit feble? Suportarà la càrrega d'arrencada després d'un apagat?

Aquests són alguns dels factors que afecten el cost total de la propietat, a part del preu de compra:

- Pèrdues en capital
- Força de curtcircuit
- Registre d'errors de prova
- Baix cost de manteniment
- Disseny ecològicament segur

Pèrdua total en els sistemes de transmissió i distribució actuals és al voltant del 10 per cent de mitjana. La inversió en eficiència energètica compensa. De fet, la nova tecnologia de transformadors de potència d'alt rendiment és una de les inversions més segures imaginables, sobretot perquè la demanda de subministrament d'energia i els preus de l'energia probablement continuaran augmentant. Els factors d'eficiència fins al 99,85 per cent ja són assolibles actualment segons ABB [41].

A més, la següent equació general pel càlcul de l'eficiència dels transformadors de potència es facilita en [42]:

$$e_{ff} = 0,00082377 \cdot \ln(S_{TR,HVAC}) + 0,99365 \quad (35)$$

on  $S_{trHVAC}$  és la potència nominal del transformador i  $e_{ff}$  és l'eficiència en p.u.

Les dades exposades a [43] assenyalen que pera la potència nominal les pèrdues sense càrrega són del 0,033% i les pèrdues relacionades amb la càrrega són del 0,30%, amb una eficiència total del 99,67%. També s'afirma a [43] que, per als transformadors de 400 MVA a 1000 MVA, es podria suposar una eficiència del 99,6% (0,2% de pèrdues sense càrrega i 0,2% de pèrdues amb càrrega màxima). Si es coneixen els valors de pèrdues sense càrrega i pèrdues amb càrrega, es poden calcular les pèrdues del transformador en qualsevol càrrega com:

$$P_{TR,HVAC}^{pèrdues} = NLL \cdot S_{TR,HVAC} + LL \cdot LI^2 \cdot S_{TR,HVAC} ; LI = \frac{C_{OWF} \cdot \frac{P_{QWF}}{n_{TR}}}{S_{TR,HVAC}} \quad (36)$$

on,

$NLL$ : índex de pèrdues sense càrrega [p.u.];

$LL$ : índex de pèrdues amb càrrega [p.u.];

$LI$ : índex de càrrega del transformador [p.u.];

$S_{TR,HVAC}$ : potència nominal del transformador [MVA];

$n_{TR}$ : nombre de transformadors, que és igual a quatre per defecte (dos per subestació).

Per als càlculs d'aquest treball considerarem els índex de pèrdues amb càrrega i sense un 0,002 p.u. Com que s'ha escollit una configuració amb dos transformadors, cada un amb capacitat pel 60% de la potència del parc, la càrrega de potència de cada unitat no assolirà mai el seu màxim valor en condicions normals d'operació. Encara que el parc es trobi operant a la seva màxima càrrega, l'índex de càrrega dels transformadors romandrà al 83,3%, disminuint així les pèrdues relacionades amb la càrrega respecte altres configuracions.

## 4.5. Costos HVDC

De la mateixa manera que s'ha introduït en el punt 4.4, per començar es defineixen unes variables comunes per tots els parcs eòlics amb transmissió del tipus HVDC.

Variables	Descripció	Unitats
$U_{HVDC}$	Tensió de fase dels cables de transmissió	V
$S_{HVDC}$	Secció transversal del cable	mm <sup>2</sup>
$n_{cables,HVAC}$	Nombre de parelles de cable.	-

*Taula 13: Variables comunes HVDC*

Per defecte el nombre de parelles de cables és 1, essent el sistema bipolar, però aquesta xifra es pot augmentar segons convingui a l'usuari. Pel que fa al corrent admissible o corrent màxim, s'estima amb els valors proporcionats pels proveïdors (taula 14),

Secció transversal mm <sup>2</sup>	Corrent admissible [A/nucli]	Secció transversal mm <sup>2</sup>	Corrent admissible [A/nucli]
95	343	1200	1458
120	392	1400	1594
150	441	1600	1720
185	500	1800	1830
240	583	2000	1953
300	662	2200	2062
400	765	2400	2170
500	883	2600	2275
630	1023	2800	2373
800	1175	3000	2473
1000	1335		

*Taula 14. Corrents màxims dels cables HVDC*

El corrent mitjà i la potència nominal de cada parella de cable en el cas HVDC es calcula com:

$$P_{NomParCable,HVDC} = 2 \cdot I_{nom,HVDC} \cdot U \cdot 10^{-6} \quad (37)$$

$$I_{mitjana,HVDC} = \frac{c_{OWF} \cdot P_{OWF}}{2 \cdot n_{cables,HVDC} \cdot U} \quad (38)$$

on,

$P_{NomParCable,HVDC}$ : potència nominal de cada parella de cables [MW];

$I_{nom,HVDC}$ : corrent nominal per cada cable [A];

$I_{mitjana,HVDC}$ : corrent mitjà de cada cable [A];

$c_{OWF}$ : factor de capacitat del parc eòlic marí;

$P_{OWF}$ : potència nominal del parc eòlic marí [MW].

## 4.5.1. Costos fixos

### 4.5.1.1. Costos dels transformadors

La tecnologia de transmissió HVDC també necessita transformadors de potència per elevar la tensió a les línies de transmissió. L'equació descrita en (7) serà la mateixa que s'utilitzarà en aquest cas. A més, també es mantindrà la mateixa configuració de dos transformadors ja que proporciona l'òptima relació entre costos i fiabilitat.

### 4.5.1.2. Costos dels convertidors VSC

Els convertidors VSC poden superar els 100 M€. Diverses fonts al·leguen diferents xifres com ara Lancheros [32] que afirma un cost de 120 M€ per un convertidor de 1000 MW (2013), o Lazaridis [44] i Lundberg [31] que coincideixen amb un preu de 0,11 M€/MW per convertidors de  $\pm 300$  kV (2005 i 2003). El ENTSOE [28] reporta els següents costos per a aquests convertidors:

Potència nominal	Rang de costos [M€]	Cost mitjà [M€/MW]
500	75-92	0,167
850	98-105	0,119
1250	121-150	0,108
2000	144-196	0,085

Taula 15: dades dels costos dels convertidors VSC segons referència [58]

Donat que es tracta d'una tecnologia molt nova, els costos dels convertidors VSC han anat disminuint a mesura que ha millorat la tecnologia i les dades més recents seran les més afins a la realitat.

Com es pot apreciar a la taula 15, els costos per MW de potència disminueixen per a convertidors més grans i, per això, no podem considerar un valor constant. Amb les dades obtingudes dels proveïdors (taula 15) es modelarà una funció pels costos:

$$C_{VSC} = 0,0589 \cdot S_{VSC} + 54,985 \quad (39)$$

on,

$C_{VSC}$ : cost d'un convertidor [M€];

$S_{VSC}$ : potència nominal del convertidor [MW].

Com s'ha mencionat a la secció 3.2.1.2, hi haurà dos convertidors, un a cada subestació.

#### 4.5.1.3. Costos estructura subestació marina HVDC

Les subestacions VSC-HVDC són més grans que la seva estructura HVAC equivalent, és per això que els seus costos també seran més elevats. De les dades de [28] es pot extreure que els costos de la plataforma VSC són del 57,9% al 115,4% més alts que una plataforma HVAC de la mateixa potència nominal. A més, s'indica que la plataforma VSC és un 85% més gran que l'equivalent plataforma HVAC [33]. Ja que aquest valor és al mig del rang de l'augment de cost, és un valor interessant a tenir en compte per modelar una funció de costos per a l'estructura:

$$C_{sb,HVDC} = 1,85 \cdot (2,534 + 0,0887 \cdot P_{OWF}) \quad (40)$$

on,

$C_{sb,HVDC}$ : cost de la plataforma de la subestació marina [M€];

$P_{OWF}$ : potència nominal del parc eòlic marí [MW].

### 4.5.2. Costos distància-dependents

#### 4.5.2.1. Cost dels cables

Per aconseguir una funció pels costos dels cables HVDC (XLPE extruït) s'han recollit dades existents en estudis i publicacions. S'han trobat dos enfocaments diferents: d'una banda

assumir un cost fix [32], o bé modelar una funció de costos com Lundberg el 2003 [31].

La tecnologia de cables de corrent continu ha evolucionat molt des de llavors i, per tant, es construirà una nova funció de costos amb les dades més recents recopilades. Per a aquest treball s'han estudiat les dades adquirides en [28] i s'han observat les correlacions amb les variables implicades en el programa. Finalment s'ha detectat que pel cost del cable és adequada una regressió múltiple amb la potència nominal i la tensió com a variables:

$$C_{parell cables HVDC} = 0,652 + 0,00098 \cdot P_{NomParCable,HVDC} - 0,002363 \cdot U_{HVDC} \quad (41)$$

on,

$C_{parell cables HVDC}$ : cost de cada parella de cables [M€];

$P_{NomParCable,HVDC}$ : potència nominal del parell de cables [MW];

$U_{HVDC}$ : nivell de tensió HVDC [kV] (si són necessaris canvis d'unitats respecte el valor entrat inicialment per certes funcions, s'indicarà en el programa).

A més, cal tenir en compte que un parell de cables situats a la mateixa trinxera no pot suportar més de 1400MW. Per tant, per a un parc eòlic marí que tingui menys de 1400MW, un únic parell de cables serà suficient, però per a majors potències s'haurà d'augmentar el nombre de parells de cables, i la potència nominal OWF s'ha de distribuir equitativament entre cada parell de cables.

#### 4.5.2.2. Cost instal·lació cables

Cada parell de cables s'ha de col·locar a la mateixa fossa per minimitzar els camps magnètics generats. A falta de dades suficients per modelar una funció per a aquests costos, s'ha observat la informació disponible per parelles de cables en les referències: 0,575-1,035 [28]; 0,176 [31]; 0,600 [32]; 0,200 [44] i 0,215 [33] (totes les dades en [M€/km]).

En aquest cas en particular les dades no són del tot fiables ja que provenen de diverses fonts i en cada una d'elles s'han tingut en compte i no s'han considerat aspectes diferents (per exemple, en [28] s'han exclòs els materials i els vaixells auxiliars). Es podria preveure que les xifres més baixes exclouen més serveis que les xifres més elevades, on es deu haver inclòs tot tipus de servei necessari per a la instal·lació.

Per tant, es fixa un cost de compromís de 0,4 M€/km per cada parell de cables.

### 4.5.3. Pèrdues del sistema de transmissió HVDC

#### 4.5.3.1. Pèrdues en els cables DC

Les pèrdues en aquest cas són molt més simples de calcular que en els cables de corrent altern ja que no existeix la potència reactiva i no hi ha efecte pell ni efecte proximitat. La resistència DC es calcula igual que (15) amb la secció transversal de cable prèviament seleccionada,  $S$ . Les pèrdues es calculen com:

$$P_{\text{pèrdues } \delta\text{hmiques},HVC} = 2 \cdot n_{\text{parell cables}} \cdot I_{\text{mitjana},HVDC}^2 \cdot R_{dc} \quad (42)$$

on,

$I_{\text{mitjana},HVDC}$ : corrent mitjà [A];

$R_{dc}$ : resistència del cable [ $\Omega/\text{km}$ ];

$P_{\text{pèrdues } \delta\text{hmiques},HVC}$ : pèrdues òhmiques al cable [W/km];

Per defecte, el nombre de cables és dos, és a dir, una parella de cables ( $n_{\text{parell cables}}$ ).

Exactament igual que en HVAC, el cost de les pèrdues de potència és equivalent al cost de l'energia no-produïda, tenint en compte del temps de vida del parc eòlic marí:

$$C_{\text{pèrdues cable}} = \left( \frac{P_{\text{pèrdues } \delta\text{hmiques},HVC}}{10^6} \right) \cdot F_{\text{pèrdues}} \quad (43)$$

on,

$C_{\text{pèrdues cable}}$ : cost de les pèrdues en els cables HVDC [€/km];

$P_{\text{pèrdues } \delta\text{hmiques},HVC}$ : pèrdues de potència als cables HVDC [W/km].

Cal recordar que  $F_{\text{pèrdues}}$  està en M€/MW.

#### 4.5.3.2. Pèrdues del convertidor

Com s'ha esmentat en la secció 3.2.1.2 les pèrdues en els convertidors VSC han disminuït gradualment des d'un 3% fins a un 1% amb la millora de la tecnologia. Com que per a aquest treball s'ha adoptat l'1% de la potència del convertidor com a xifra per les seves pèrdues, es pot obtenir la funció:

$$P_{\text{pèrdues},VSC} = 2 \cdot n_{\text{converetidors}} \cdot 0,01 \cdot c_{OWF} \cdot P_{OWF} \quad (44)$$

on,

$P_{pèrdues,VSC}$ : pèrdues de potència del conjunt de convertidors [MW];

$c_{OWF}$ : factor de capacitat del parc eòlic marí;

$P_{OWF}$ : potència nominal del parc eòlic marí [MW].

El cost d'aquestes pèrdues és doncs:

$$C_{pèrduesVSC} = P_{pèrdues,VSC} \cdot F_{pèrdues} \quad (45)$$

En la eina matemàtica de Matlab aquests costos s'avaluen conjuntament amb els dels transformadors, com a costos de pèrdues fixes.

$$C_{fix\ pèrdues} = (P_{pèrdues,VSC} + P_{pèrdues,TR}) \cdot F_{pèrdues} \quad (46)$$

on,

$C_{fix\ pèrdues}$ : costos fixos de les pèrdues tant en els convertidors com en els transformadors [M€];

$P_{pèrdues,VSC}$ : potència de pèrdues al conjunts de convertidors VSC [MW];

$P_{pèrdues,TR}$ : potència de pèrdues al conjunt de transformadors [MW];

$F_{pèrdues}$ : factor del cost de les pèrdues de potència [M€/MW].

## 4.6. Guia per escollir entrades adequades - restriccions del sistema de transmissió

La tria de les variables per part de l'usuari de l'eina és molt important. Escollir la secció transversal del cable, el nivell de tensió i el nombre de cables és una tasca que s'ha de fer amb cura. Donat el funcionament de l'eina i la manca de restriccions en quant als valors de les variables, es podrien excedir les capacitats dels cables o el corrent mitjà podria sobrepassar el corrent admissible.

És per això que es donen unes pautes per a què l'usuari estudiï l'adequació de les característiques de la transmissió introduïdes. Es seguiran els criteris següents:

1. Els cables del sistema de transmissió han de tenir prou capacitat per transmetre tota la potència del parc eòlic marí, és a dir, quan el parc operi al màxim de potència, el sistema de transmissió sigui capaç de transferir-la tota.

Per tal de complir aquest criteri, es pot calcular el màxim rati de càrrega a partir de les variables nivell de tensió, secció transversal i nombre de cables amb el càlcul següent:

$$Rati\ màx.\ utilització = \frac{P_{OWF}}{n_{cables} \cdot S_{cable}} \quad (47)$$

On  $S_{cable}$  és la potència nominal de cada cable [MVA],  $n_{cables}$  és el nombre de cables i



$P_{OWF}$  correspon a la potència nominal de tot el par eòlic.

El rati màxim d'utilització hauria de ser inferior al 100%, per transmetre la potència màxima nominal.

2. La capacitat de transmissió no es pot reduir a per la presència de potència reactiva més enllà de la potència nominal del parc eòlic (s'aplica a la HVAC).

La generació de potència reactiva en el cablejat submarí va disminuint la capacitat de transmissió de potència activa a mesura augmenta la distància.

Per tant, la capacitat de transmissió es calcula en funció de la distància. La potència reactiva total  $q_{tot}$  s'ha calculat en [MVar/km]. Com que la potència reactiva es pot expressar en funció de la distància, la capacitat de transmissió de potència activa també és funció de la distància:

$$S^2 = P^2 + (q_{tot} \cdot d)^2 \rightarrow P(d) = \sqrt{S^2 - (q_{tot} \cdot d)^2} \quad (48)$$

On  $P(d)$  [MW] representa la potència transmissible per una distància "d" [km] donada i  $S$  correspon a la potència màxima transmissible, calculada com la potència de cada cable multiplicada pel nombre de cables.

Aquesta última expressió correspon però, a la potència reactiva no compensada, i en aquest treball es tindrà en compte una compensació completa. Per una compensació 50/50 a la subestació a alta mar/terrestre, la potència reactiva es distribueix equitativament als dos extrems del cable, i així el corrent de càrrega es redueix a la meitat del corrent de càrrega no compensat. [34]. Així, la potència transmissible amb compensació 50/50 es calcula com:

$$P(d) = \sqrt{S^2 - \left(\frac{q_{tot}}{2} \cdot d\right)^2} \quad (49)$$

Els cables han d'estar preparats per suportar una potència més elevada que la del parc eòlic per evitar qualsevol limitació de potència al llarg del sistema de transmissió. Si no es desconeix la distància a port, es podria establir una distància inferior als 120km per evitar una limitació de potència, donat que usualment es construeixen com a màxim a 120km de la costa.

Per guiar a l'usuari en la tria de la distància, a continuació es mostra l'expressió de la distància límit a la qual el sistema de transmissió del parc eòlic marí no suporta tota la càrrega de potència generada a transferir.

$$d_{límit} = \sqrt{(S^2 - P_{OWF}^2) \cdot \frac{4}{q_{tot}^2}} \quad (50)$$

Un cop l'usuari escull les característiques del sistema de transmissió, es calculen el rati màxim d'utilització i la distància límit. Cal tenir en compte que si el rati supera el 100% la distància límit serà 0km.

# CAPÍTOL 5:

## Aïllament amb gas

### 5.1. Evolució del subministrament de potència elèctrica

Els sistemes de transmissió d'energia d'avui veuran canvis dràstics en un futur proper. L'impacte de l'escalfament global afecta l'estructura de la generació d'energia elèctrica. Les fonts d'energia regeneradores s'utilitzaran molt més que avui.

La modificació dels fluxos d'energia provocats per la disponibilitat de fonts de potència regenerativa, com ara el vent, el sol, les ones, les marees i totes les altres fonts d'energia regenerativa fluctuants necessitaran un control de flux d'energia i una transmissió d'energia de llarga distància. L'emmagatzematge d'energia tindrà un paper més important si s'utilitza eficientment la fluctuació de l'energia regenerativa.

Les instal·lacions elèctriques de regeneració a gran escala instal·lades en un futur pròxim estaran lluny dels centres de consum d'energia a les àrees metropolitanes. Les àrees metropolitanes i les grans ciutats només cobreixen una part molt petita a la terra, i la seva densitat i el consum d'energia elèctrica creixen. Les grans instal·lacions d'emmagatzematge d'energia només estaran disponibles lluny dels consumidors.

Això conduirà a línies de transmissió d'alta potència i de llarga distància per connectar la generació d'energia amb el consum d'energia.

El sistema de transmissió d'energia d'avui no ofereix una xarxa de transmissió d'alta potència preparat per fer front al nou escenari dels propers anys. És per això que cal buscar noves tecnologies o optimitzar-ne les ja existents. Un exemple d'això és l'aïllament amb gas, que malgrat existir des de fa aproximadament 50 anys, ara podria

revolucionar el món de la transmissió de d'alta potència a llarga distància i alts nivells de tensió.

## 5.2. Desenvolupament històric del GIL

La tecnologia d'aïllament de gas es va introduir a finals dels anys 60 i avui s'utilitza àmpliament amb gran fiabilitat. La introducció de la segona generació de GIL l'any 2001 mitjançant les mesclures de gas  $N_2/SF_6$  i els mètodes de fixació de canonades per reduir els costos fan que GIL sigui un sistema de transmissió subterrània de gran potència i de gran autonomia amb alta fiabilitat i disponibilitat per al futur [45].

La **primera generació de GIL** utilitzava un 100% de  $SF_6$ , i podia ser soldat o flanquejat, però sense flexió elàstica de les canonades d'alumini. Trobat i dissenyat a principis dels anys 20, el  $SF_6$  és un gas artificial.

Les principals característiques químiques/físiques del  $SF_6$  són les següents [46] [47]:

- No inflamable
- Incolor i sense olor
- Cinc vegades més pesat que l'aire
- Alta capacitat d'emmagatzematge tèrmic
- No tòxic
- No soluble en aigua
- Alta estabilitat química i tèrmica

I les propietats elèctriques:

- Alta capacitat d'aïllament
- Alta capacitat d'extinció d'arc

El hexafluorur de sofre és un gas tècnic que té un alt potencial d'escalfament global (GWP) i només es pot utilitzar sota procediments específics de control de gas, tal com s'explica en els estàndards internacionals i en la normativa de la Unió Europea en virtut de la normativa F-gas [48] [49].

A la dècada del 1960, es van investigar les primeres configuracions experimentals utilitzant  $SF_6$  en compartiments tancats en condicions d'alta tensió, tant DC com AC. Un conductor d'alumini tipus canonada, omplert de  $SF_6$ , va ser vist com la millor solució per a la transmissió d'alta potència elèctrica. Per distàncies llargues, DC té pèrdues de transmissió més baixes que AC. Per tant, s'ha investigat DC per dissenyar un GIL en primer lloc.

En aquell moment, DC va causar molts problemes en l'estabilitat dielèctrica del sistema aïllant. Alguns fenòmens físics com ara les càrregues de superfície en superfícies aïllants, eren nous i no s'entenien completament. En conseqüència, el desenvolupament del GIL va passar als sistemes AC.

La bona capacitat d'aïllament del  $SF_6$  redueix les dimensions dels sistemes d'alta tensió. Amb l'augment de les capacitats de potència i l'espai limitat disponible, s'espera que el GIL augmenti la quota de mercat en el futur.

El 1998, l'organització internacional de normalització IEC va introduir el nom "Línia de transmissió aïllada amb gas" amb l'abreviatura GIL com a terme preferit per al seu ús a nivell mundial. El nom GIL és usat per a qualsevol sistema aïllant amb gas, que utilitza

pressió atmosfèrica o sobrepressió a l'interior, que no té un sistema de commutació o frenada i té una llargada superior a 500 m. Aquesta, de fet, és la definició de la IEC per GIL.

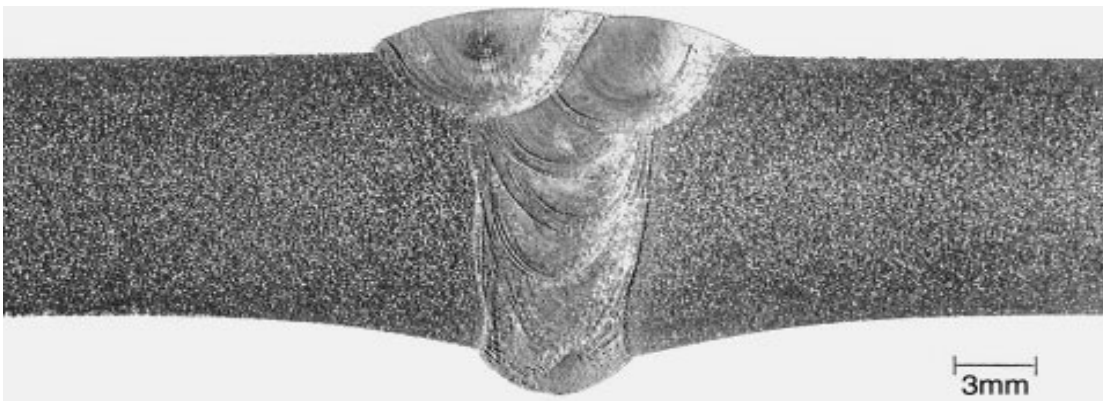


*Figura 14: Vista interior d'un GIL. Font: Siemens AG*

El GIL de primera generació va trobar el seu principal camp d'aplicació en subestacions o centrals elèctriques. Les aplicacions típiques són la connexió d'aparells de gas aïllant (GIS) amb línies aèries o transformadors. Per a l'aplicació de llarga distància a la xarxa de transmissió el cost absolut de GIL de primera generació era massa alt. Això va conduir al desenvolupament de la segona generació GIL [50] [51] [52].

La **segona generació de GIL** és omplert amb una barreja de gasos com, per exemple, 80%  $N_2$  i 20%  $SF_6$ . Es pot soldar o flanquejar, i flexionar elàsticament les canonades. El requisit de transmissió d'energia de 3000-4000MW és el límit per raons d'estabilitat de la xarxa. Tres equips de disseny de GIL (ABB, Alstom i Siemens) van presentar dues solucions bàsiques: un disseny aïllat trifàsic i dos dissenys aïllats monofàsics [53] [54].

El disseny aïllat trifàsic tenia tres conductors d'alumini en un recinte d'acer amb un segellat d'alumini. El recinte d'acer tenia la funció d'un recipient a pressió per assolir els requisits de la pressió de gas aïllant de 15-20 bar de pressió absoluta. La incrustació d'alumini va permetre el flux de corrent elèctric. El diàmetre d'una GIL trifàsica és d'aproximadament 1,5 m. El tipus aïllat monofàsic tenia un conductor d'alumini en un recinte també d'alumini. La pressió de gas aïllant és d'uns 8 bar de pressió absoluta i el diàmetre és de 0,5 m.



*Figura 15: Secció transversal d'una soldadura multicapa. Font: Siemens AG*

### 5.3. Avantatges del GIL

El GIL ofereix diversos avantatges per a la transmissió de potència, tal com es detalla a continuació [55] [56].

1. Pèrdues de transmissió baixes: les pèrdues resistives són baixes a causa de la gran secció transversal del conductor i les canonades de tancament. Les resistències GIL típiques són de 6 a 8 mΩ/km depenent del diàmetre exterior (500 mm o 600 mm) i el gruix de la paret del revestiment i la canonada del conductor (6 mm a 15 mm). Les pèrdues de transmissió estan relacionades amb el quadrat del corrent transmès com  $P_v = I^2 \cdot R$  ( $I$  = corrent,  $R$  = resistència).
2. Baixa càrrega capacitiva: la compensació d'angle de fase elèctrica només es necessita per a distàncies molt llargues ja que la capacitat elèctrica del GIL és baixa, normalment de 55 µF/km. Per tant, en la majoria de condicions de la xarxa no es necessiten bobines de compensació, per a longituds de transmissió d'uns 100 km.
3. La capacitat de transmissió d'alta potència del GIL (fins a 3000 MVA per sistema a una tensió nominal de 550 kV) li permet anar directament en sèrie amb una línia elèctrica sense reducció de potència. Aquest avantatge de capacitat de transmissió d'alta potència a nivell marí implica la possibilitat de construcció de parcs més grans i a nivells de tensió més elevats.
4. Nivell elevat de seguretat del personal: el tub de tancament exterior és sòlid a terra i no és possible accedir a peces d'alta tensió (gas-tight enclosure). També es garanteix la seguretat del personal en cas que el GIL tingui un curtcircuit (50, 63 o 80 kA fins a 1 o 3 s). Fins i tot en cas de fallada interna o un arc entre les canonades de tancament i conductor, les proves han demostrat que no es produeixen impactes externs a l'entorn.
5. Alta fiabilitat: l'únic propòsit del GIL és la transmissió d'energia elèctrica. No es necessita cap capacitat interna de commutació o frenada. Basant-se en això, el GIL pot ser vist com un sistema passiu d'aïllament de gas d'alt voltatge sense cap mena de peces actives, com ara commutadors. Avui, més de 300 km de línies monofàsiques han estat en funcionament durant més de 35 anys. Fins ara, no s'ha informat cap fallada important. És per això que el GIL es coneix com el sistema de transmissió de potència més fiable.
6. Camps electromagnètics: per motius de seguretat, les regulacions internacionals requereixen limitacions electromagnètiques de camp. Gràcies a la llei d'inducció, el corrent del conductor induirà un corrent en el recinte igual i amb un canvi de fase de 180°. La superposició dels dos camps electromagnètics és gairebé zero.
7. Sense envelliment tèrmic: el GIL està dissenyat per a temperatures màximes operatives donades per les condicions circumdants: temperatura màxima de 60 o 70°C en un túnel, o 40 o 50°C quan és enterrada directament. Els diferents valors de temperatura depenen del cada país i les seves normes. En tots els casos, no s'assoleix la temperatura màxima permesa del conductor de 100 a 120°C. Per tant, no es pot esperar cap envelliment del sistema en aquestes condicions de funcionament.

## 5.4. GIL basat en PTP: 'Power Transmission Pipelines'

La connexió de xarxa per a parcs eòlics marins presenta un repte important, especialment a causa de les grans capacitats, les consideracions ambientals, les restriccions tècniques i l'experiència limitada en projectes de canonades de potència marina. A més, les rutes de transmissió de potència de disseny dificulten el desenvolupament de la xarxa en algunes àrees submarines. Això ha portat a cridar el desenvolupament d'una nova solució d'infraestructura que pugui donar suport i avançar en el desenvolupament de l'energia eòlica marina. Una nova tecnologia basada en GIL, que compleix els requisits elèctrics de connexió de parcs eòlics a gran escala, ha rebut recentment atenció. Aquesta tecnologia es coneix com a "canonades de transmissió de potència" o (PTP) [57].

La construcció i el funcionament d'un sistema PTP i altres estructures tubulars en alta mar presenten grans desafiaments i necessitats úniques de disseny, que de vegades requereixen el desenvolupament de noves tecnologies, com ara noves tecnologies d'inspecció submarina, una varietat de mètodes i vaixells associats per instal·lar canonades cada cop en aigües més profundes, nous mètodes de protecció contra la corrosió i materials d'aïllament, mètodes i instal·lacions de soldadura i control de submarins, mètodes d'excavació marins, i equips per a operacions d'aigües profundes [58] [59].

A la plataforma marina, la potència generada es transforma des d'un nivell de mitjana tensió fins a un nivell de tensió més elevat per transmetre la potència generada a la plataforma de recollida principal de PTP amb pèrdua mínima de potència utilitzant els cables AC com a mitjà de connexió. La secció transversal i el nombre de cables es determinaran en funció de la quantitat de potència generada i del nivell de tensió de transmissió. El nivell de voltatge es determinarà mitjançant estudis detallats, però és probable que sigui de 420 kV o 550 kV [60].

### 5.4.1. Mida subestació marina i distància a la subestació principal

A més de la decisió econòmica d'utilitzar un PTP com a sistema de transmissió marí, hi ha una sèrie de factors tècnics que cal tenir en compte. Aquests inclouen, per exemple, si la plataforma de parcs eòlics a alta mar es troba a una distància raonable de la subestació principal de PTP.

Com s'ha observat en els capítols anteriors, la capacitat màxima de transmissió d'energia està limitada per la secció transversal dels cables AC i la quantitat d'energia reactiva generada per la capacitat de derivació del cable on la potència reactiva és proporcional al nivell de voltatge quadrat. Basat en els models ABB i Prysmian [61] [62] el cable XLPE de 2.500 mm<sup>2</sup> (un sol cable) per a aplicacions marines pot transmetre fins a 800 MVA a 420 kV per sistema trifàsic.

L'avanç tecnològic del sistema PTP, que utilitza GIL com a mitjà de connexió principal, va confirmar que, basant-se en les seccions transversals del conductor i del tancament, un únic circuit trifàsic de GIL pot transmetre potència fins a 4000 MW a 420 kV. La distància dels parcs eòlics a la subestació principal de PTP és generalment inferior a 20 km tal com s'indica a l'informe [63]. Més enllà d'una certa distància de la subestació PTP principal, els cables AC perden el seu atractiu com a opció i ja no són econòmicament viables per a la connexió dels parcs eòlics a la subestació principal de PTP degut a les seves altes pèrdues.

### **5.4.2. Tecnologia de instal·lació PTP i manteniment**

Construir un túnel submarí per a aquestes longituds de línia no és una tasca fàcil. A diferència dels oleoductes i gasoductes, que estan fets de canonades d'acer, el tub PTP està fabricat amb una aliatge d'alumini, més feble que l'acer i amb una baixa resistivitat a la corrosió. Per al present projecte s'estudiaran dues opcions: canonades nues o bé la construcció d'un túnel.

En general, els costos de manteniment de la xarxa marina són molt superiors a la de la xarxa terrestre, principalment a causa de variacions climàtiques marines durant les estacions i també per la petita quantitat de producció de cable a alta mar. Per al PTP, basat-se en la llarga experiència obtinguda amb aquesta tecnologia a nivell terrestre, el GIL no requereix molt manteniment. Per tant, els problemes de manteniment són un problema menor per al propi sistema PTP marí.

En el cas de fallada en el sistema PTP, cal un sistema de monitorització molt bo per identificar el lloc exacte de fallada. Gràcies al disseny del GIL, hi ha unitats de desconexió situades cada 1200- 1500 m per separar el gas d'aïllament i connectar equips d'assaig d'alta tensió; això permet reparar la secció fallida sense alliberar tot el gas d'aïllament.

### **5.4.3. Cas d'estudi**

Per tal de realitzar un anàlisi de costos fiable, caldrien moltes dades de les quals no es disposen. És per això que, en comptes de realitzar un estudi similar al del capítol 4, es realitzarà un anàlisi d'acord amb les dades aconseguides per tal d'arribar a unes conclusions realistes.

Per a aquest treball s'incorporarà el disseny GIL trifàsic al sistema de transmissió HVAC i es compararà amb les capacitats de potència semblants però amb transmissió HVDC-VSC mitjançant cables submarins XLPE com els del capítol 4.

La comparació serà per a una distància de 75 km, ja que donats els elevats costos de les subestacions convertidores no té sentit fer la comparació per una distància menor on la tecnologia HVDC no s'utilitza. Tot i això, s'estudiaran més casos del GIL PTP HVAC per veure com evolucionen els ordres de magnitud amb l'augment de la capacitat i la distància.



S'han adoptat només tres longituds de línia bàsics per a les estimacions i, mitjançant la flexió d'aquestes amb un anàlisi de sensibilitat, es creu que cobriran la gran majoria de les noves longituds de connexió proposades. Les longituds de ruta bàsiques adoptades són:

- 3km (3km  $\pm 50\%$  cobreix el rang de 1.5–4.5km)
- 15km (15km  $\pm 50\%$  cobreix el rang de 7.5–22.5km)
- 75km (75km  $\pm 50\%$  cobreix el rang de 37.5–112.5km)

Les capacitats de transmissió que s'han estudiat s'especifiquen a continuació i es classifiquen en tres nivells (baix, mig, alt):

- Baix: 3190MW AC, això són, dos circuits AC cada un de 1595 MW o bé 3000MW DC, això són un parell de cables monofàsics DC cada un de 1500MW
- Mig: 6380MW AC, això són, dos circuits AC cada un de f 3190MW o bé 6000MW DC, això són dos parells de cables monofàsics DC cada un de 1500MW
- Alt: 6930MW AC, això són, dos circuits AC cada un de 3465MW.

Els costos no seran desglossats més enllà del costos fixos, variables i d'operació per facilitar el càlcul, però s'especificarà i indicarà allò que suporti el major pes del cost de la secció. Finalment, s'ha fixat en 40 anys la durada operativa mínima per a les noves tecnologies construïdes.

#### 5.4.3.1. PTP HVAC

**1. Canonades nues:** en primer lloc, es farà un anàlisi complet del sistema GIL PTP amb canonades nues. Per a aquesta tecnologia es suposarà una capacitat baixa de 3190 MW i 400 kV de tensió.



Línia de transmissió de 3 km:



Costos totals: 54,5 M€ (18,2 M€/km; 5.694,9 €/MW·km)		
Costos fixos de construcció	8,31 M€	Inclou la subestació.
Costos variables de construcció	44,60 M€	Inclou l'equipament i la mà d'obra.
Costos variables d'operació	1,57 M€	Inclou pèrdues i costos de manteniment

*Taula 16: Costos línia de transmissió 3 km PTP GIL HVAC*

Línia de transmissió de 15 km:



Costos totals: 229,18 M€ (15,3 M€/km; 4.789,5 €/MW·km)		
Costos fixos de construcció	8,31 M€	Inclou la subestació.
Costos variables de construcció	212,56 M€	Inclou l'equipament i la mà d'obra.
Costos variables d'operació	8,31 M€	Inclou pèrdues i costos de manteniment.

*Taula 17: Costos línia de transmissió 15 km PTP GIL HVAC*

Línia de transmissió de 75 km:



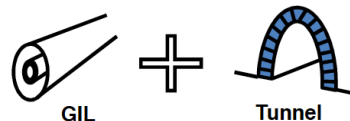
Costos totals: 1103,35 M€ (14,7 M€/km; 4.611,7 €/MW·km)		
Costos fixos de construcció	8,31 M€	Inclou la subestació.
Costos variables de construcció	1053,13 M€	Inclou l'equipament i la mà d'obra.
Costos variables d'operació	41,90 M€	Inclou pèrdues i costos de manteniment.

*Taula 18: Costos línia de transmissió 75 km PTP GIL HVAC*

**2. Construcció túnel:** en segon lloc, es realitzarà l'estudi de la tecnologia GIL PTP per l'interior d'un túnel. Per a aquesta tecnologia es tindran en compte els tres nivells de capacitat diferents especificats anteriorment. En tots tres casos el nivell de tensió és 400 kV.

Per la línia de transmissió de 3 km:

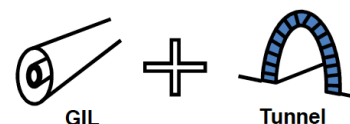
**3190 MW** (baixa)



<b>Costos totals: 125,15 M€ (41,7 M€/km; 13.0773,2 €/MW·km)</b>		
Costos fixos de construcció	58,19 M€	Inclou la subestació.
Costos variables de construcció	64,71 M€	Inclou equipament, mà d'obra, túnel i pous.
Costos variables d'operació	<b>2,13 M€</b>	Inclou pèrdues i costos de manteniment.

*Taula 19: Costos línia de transmissió 3 km i capacitat 3190 MW PTP GIL HVAC amb túnel*

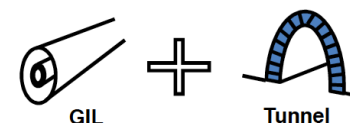
**6380 MW** (mitja)



<b>Costos totals: 129,42 M€ (43,14 M€/km; 6761,7 €/MW·km)</b>		
Costos fixos de construcció	58,19 M€	Inclou la subestació.
Costos variables de construcció	64,71 M€	Inclou equipament, mà d'obra, túnel i pous.
Costos variables d'operació	<b>6,52 M€</b>	Inclou pèrdues i costos de manteniment.

*Taula 20: Costos línia de transmissió 3 km i capacitat 6380 MW PTP GIL HVAC amb túnel*

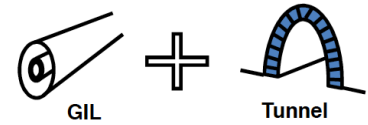
**6930 MW** (alta)



<b>Costos totals: 130,31 M€ (43,14 M€/km; 6267,9 €/MW·km)</b>		
Costos fixos de construcció	58,19 M€	Inclou la subestació.
Costos variables de construcció	64,71 M€	Inclou equipament, mà d'obra, túnel i pous.
Costos variables d'operació	<b>7,41 M€</b>	Inclou pèrdues i costos de manteniment.

*Taula 21: Costos línia de transmissió 3 km i capacitat 6930 MW PTP GIL HVAC amb túnel*

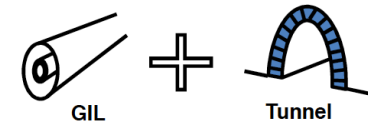
Per la línia de transmissió de 15 km:



**3190 MW** (baixa)

<b>Costos totals: 432,2 M€ (28,8 M€/km; 9034,7 €/MW·km)</b>		
Costos fixos de construcció	111,22M€	Inclou la subestació.
Costos variables de construcció	310,19M€	Inclou equipament, mà d'obra, túnel i pous.
Costos variables d'operació	<b>10,79 M€</b>	Inclou pèrdues i costos de manteniment.

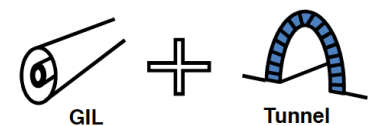
Taula 22: Costos línia de transmissió 15 km i capacitat 3190 MW PTP GIL HVAC amb túnel



**6380 MW** (mitja)

<b>Costos totals: 453,88 M€ (30,26 M€/km; 4742,74 €/MW·km)</b>		
Costos fixos de construcció	111,22M€	Inclou la subestació.
Costos variables de construcció	310,19M€	Inclou equipament, mà d'obra, túnel i pous.
Costos variables d'operació	<b>32,47 M€</b>	Inclou pèrdues i costos de manteniment.

Taula 23: Costos línia de transmissió 15 km i capacitat 6380 MW PTP GIL HVAC amb túnel

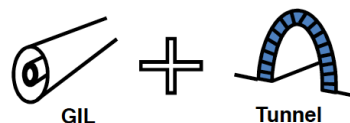


**6930 MW** (alta)

<b>Costos totals: 458,48 M€ (30,57 M€/km; 4410,58 €/MW·km)</b>		
Costos fixos de construcció	111,22M€	Inclou la subestació.
Costos variables de construcció	310,19M€	Inclou equipament, mà d'obra, túnel i pous.
Costos variables d'operació	<b>37,07M€</b>	Inclou pèrdues i costos de manteniment.

Taula 24: Costos línia de transmissió 15 km i capacitat 6930 MW PTP GIL HVAC amb túnel

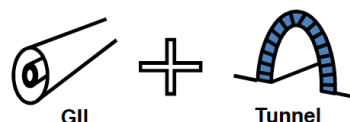
Per la línia de transmissió de 75 km:



**3190 MW** (baixa)

<b>Costos totals: 1986,5 M€ (26,49 M€/km; 8303,03 €/MW·km)</b>		
Costos fixos de construcció	312,55M€	Inclou la subestació.
Costos variables de construcció	1619,80M€	Inclou equipament, mà d'obra, túnel i pous.
Costos variables d'operació	<b>54,15 M€</b>	Inclou pèrdues i costos de manteniment.

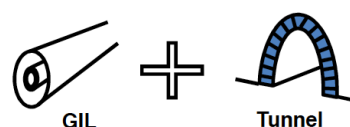
*Taula 25: Costos línia de transmissió 75 km i capacitat 3190 MW PTP GIL HVAC amb túnel*



**6380 MW** (mitja)

<b>Costos totals: 2094,46 M€ (27,93 M€/km; 4377,14 €/MW·km)</b>		
Costos fixos de construcció	312,55M€	Inclou la subestació.
Costos variables de construcció	1619,80M€	Inclou equipament, mà d'obra, túnel i pous.
Costos variables d'operació	<b>162,11 M€</b>	Inclou pèrdues i costos de manteniment.

*Taula 26: Costos línia de transmissió 75 km i capacitat 6380 MW PTP GIL HVAC amb túnel*



**6930 MW** (alta)

<b>Costos totals: 2117,61 M€ (27,93 M€/km; 4074,29 €/MW·km)</b>		
Costos fixos de construcció	312,55M€	Inclou la subestació.
Costos variables de construcció	1619,80M€	Inclou equipament, mà d'obra, túnel i pous.
Costos variables d'operació	<b>185,26 M€</b>	Inclou pèrdues i costos de manteniment.

*Taula 27: Costos línia de transmissió 75 km i capacitat 6930 MW PTP GIL HVAC amb túnel*

### 5.4.3.2. HVDC-VSC cablejat submarí

Per a la tecnologia HVDC-VSC es prendrà una tensió de  $\pm 320\text{kV}$  DC i les dues capacitats mencionades anteriorment de 3000 i 6000 MW per una longitud de transmissió de 75 km:

**3000 MW** (baixa)



<b>Costos totals: 1380,62 M€ (18,41 M€/km; 6136,09 €/MW·km)</b>		
Costos fixos de construcció	806,53 M€	Inclou subestació (convert. + transform.)
Costos variables de construcció	208,85 M€	Inclou el material i la instal·lació del cable.
Costos variables d'operació	365,24 M€	Inclou pèrdues i costos de manteniment.

*Taula 28: Costos línia de transmissió 75 km i capacitat 3000 MW HVDC XLPE*

**6000 MW** (mitja)



<b>Costos totals: 2681,14 M€ (35,75 M€/km; 5958,08 €/MW·km)</b>		
Costos fixos de construcció	1546,21 M€	Inclou subestació (convert. + transform.)
Costos variables de construcció	412,65 M€	Inclou el material i la instal·lació del cable.
Costos variables d'operació	722,38 M€	Inclou les pèrdues i els costos de mantenim

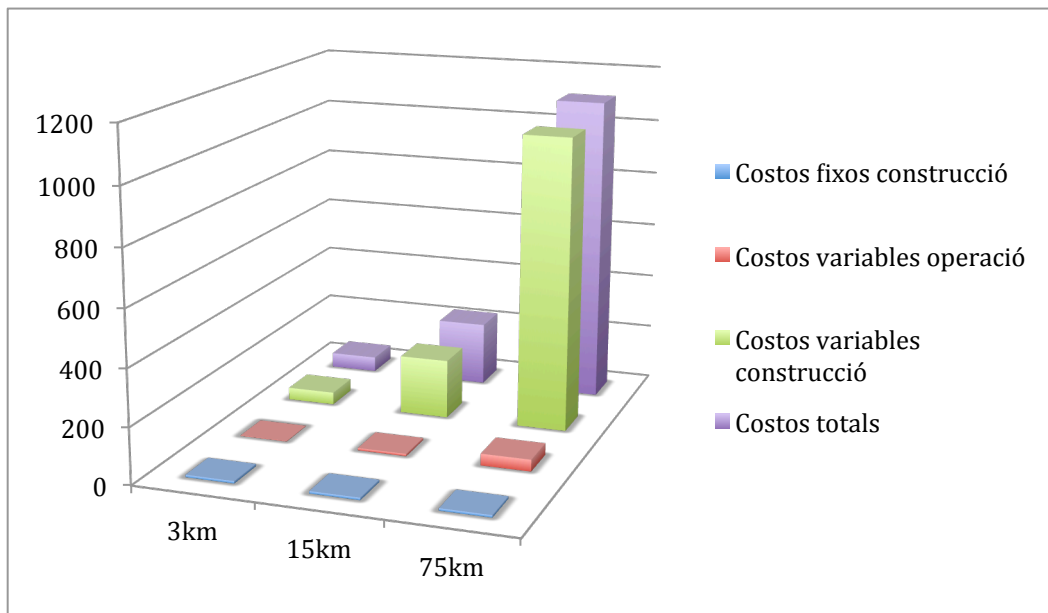
*Taula 29: Costos línia de transmissió 75 km i capacitat 6000 MW HVDC XLPE*

### 5.4.3.3. Comparació

Donat que les potències comparades no són exactament iguals sinó que són semblants, es farà referència al valor de **€/MW·km**, que permetrà la comparació més adequada.

Per tal de veure agrupades les dades dels resultats anteriors, es proporcionen uns gràfics per cada tecnologia.

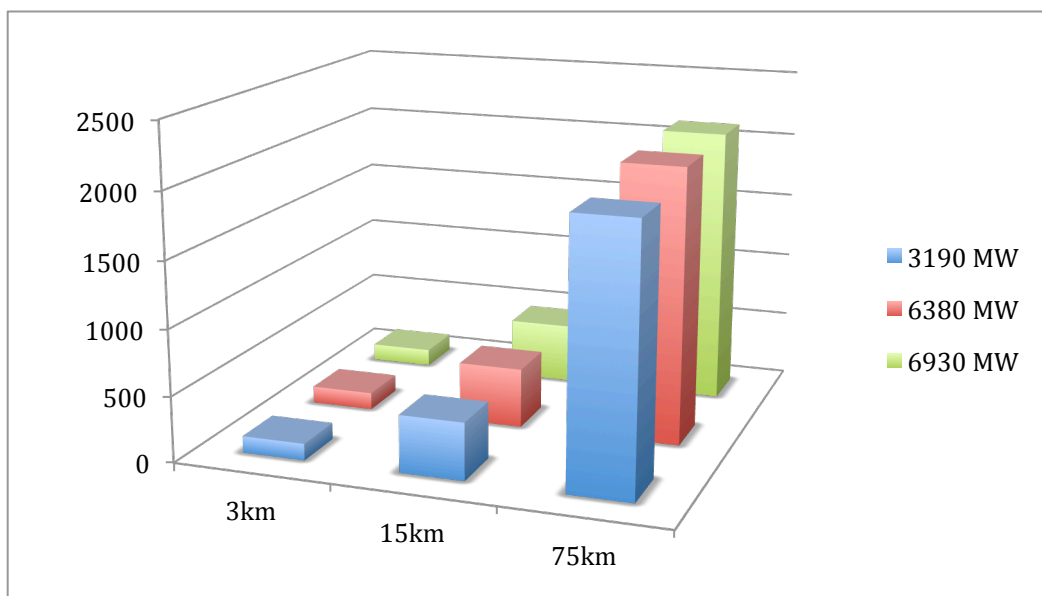
La primera tecnologia, el PTP GIL sense túnel, es mostra en el següent gràfic agrupat per distàncies ja que tots tres casos són per una capacitat baixa de 3190 MW:



Gràfic 1: Desglossament costos [M€] tecnologia PTP GIL sense túnel capacitat 3190 MW segons distàncies

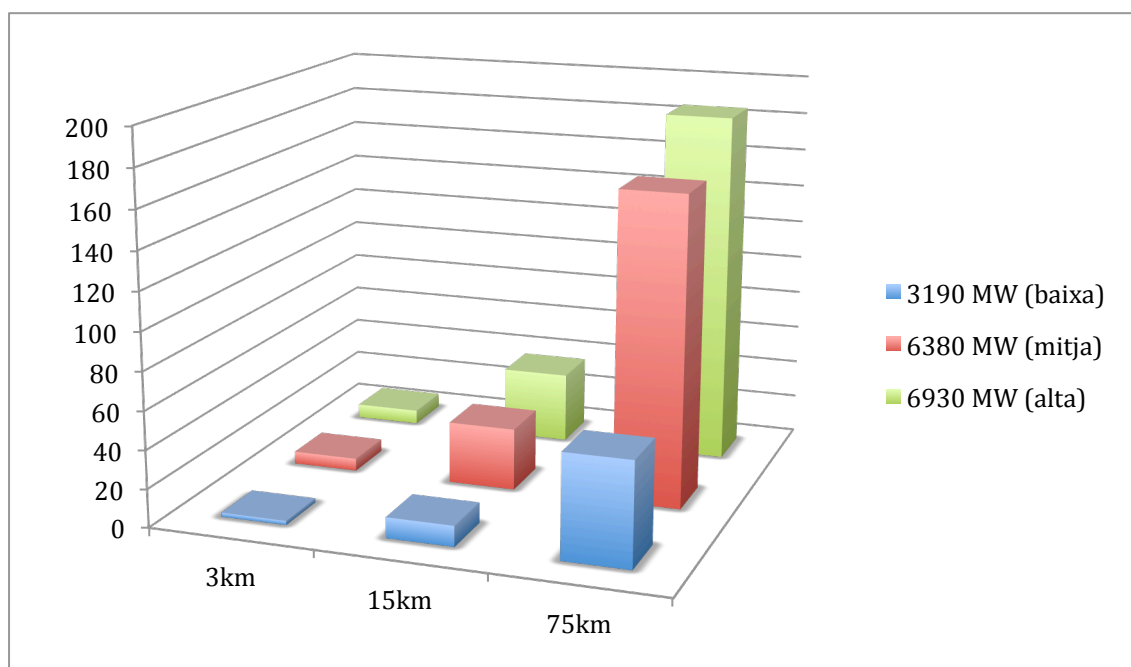
En tractar-se de la mateixa potència, aquí el gran canvi és propiciat pels costos distància-dependents de construcció. També s'observa, en menor mesura, un augment proporcional dels costos d'operació, és a dir, per les pèrdues de potència i els costos de manteniment.

En segon lloc, els costos del PTP GIL dins de túnel es comparen per distància i per capacitat de potència ja que amb aquesta tecnologia es pot transportar més potència de manera segura.



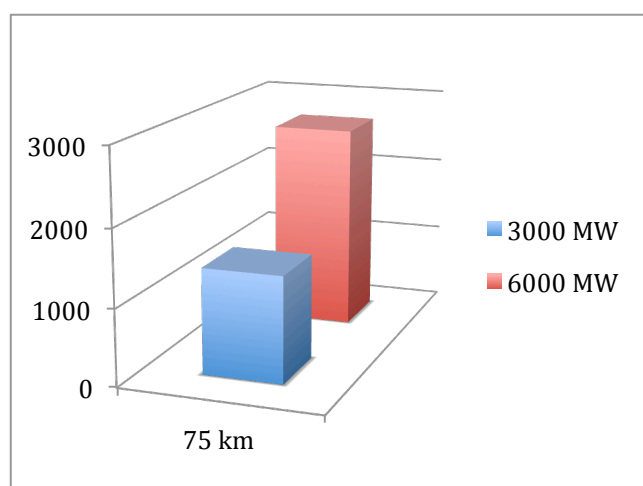
Gràfic 2: Costos [M€] tecnologia PTP GIL amb túnel segons capacitats i distàncies

Per una mateixa distància els costos fixos i els costos distància-dependents són els mateixos, però varia el factor que depèn de la capacitat: les pèrdues de potència. Per veure millor l'efecte que tenen a continuació es mostra el mateix gràfic per cada distància però només amb el factor de les pèrdues de potència.



Gràfic 3: Pèrdues de potència tecnologia PTP GIL amb túnel segons capacitats i distàncies

Per últim, la tecnologia HVDC-VSC amb cablejat XLPE submarí per una distància de 75 km i una tensió de  $\pm 320$  kV DC, s'observa la diferència entre la transmissió per una potència de 3000 MW i el seu doble, 6000 MW.



Gràfic 4: Costos [M€] tecnologia HVDC cable XLPE segons capacitats i distàncies

Amb tot això, podem fer una comparació estimada entre la tecnologia PTP GIL dins de túnel i HVDC-VSC amb cablejat XLPE submarí. Es poden prendre les capacitats mitja i alta d'ambdues tecnologies, per 75 km:

	PTP GIL HVAC		HVDC-VSC XLPE
3190 MW	<b>1986,5 M€</b>	3000 MW	<b>1380,62 M€</b>
6380 MW	<b>2094,46 M€</b>	6000 MW	<b>2681,14 M€</b>

Com es pot apreciar, per menors capacitats els costos del PTP GIL en túnel són més elevats mentre que per capacitats més grans la tendència s'inverteix.

Baixa capacitat (3190 - 3000 MW):

<b>Costos totals: 1986,5 M€</b>	
C. fixos de construcció	312,55 M€
C. variables de construcció	1619,80 M€
C. variables d'operació	54,15 M€

<b>Costos totals: 1380,62 M€</b>	
C. fixos de construcció	806,53 M€
C. variables de construcció	208,85 M€
C. variables d'operació	365,24 M€

Mitja capacitat (6380-6000 MW):

<b>Costos totals: 2094,46 M€</b>	
C. fixos de construcció	312,55M€
C. variables de construcció	1619,80M€
C. variables d'operació	<b>162,11 M€</b>

<b>Costos totals: 2681,14 M€</b>	
C. fixos de construcció	1546,21M€
C. variables de construcció	412,65 M€
C. variables d'operació	<b>722,38 M€</b>

Per la capacitat baixa la diferència més significativa es troba en els costos de construcció, on l'estructura del túnel fa augmentar dràsticament els costos. En canvi, els costos de pèrdues, que augmenten amb la capacitat, són més importants en la tecnologia HVDC-VSC de cablejat submarí XLPE.

Cal tenir en compte que les dues transmissions (XLPE i GIL) són per diferents aplicacions. La primera és adequada per parcs eòlics de capacitats baixes i mitges, mentre que el GIL és una tecnologia pensada per l'evacuació de potència de diversos parc eòlics sumant unes potències molt més elevades en la seva transmissió. És per això que l'eina matemàtica desenvolupada en 4 no és adequada per capacitats de la magnitud del GIL (l'eina dissenyada és vàlida per a potències de fins a 1600 MW, 800 MW per transformador).



## Conclusions

El creixement en els propers anys de parcs eòlics marins cada cop més allunyats de la costa i amb majors capacitats, requerirà sistemes de transmissió capaços d'evacuar de manera fiable i eficaç la potència generada. El desenvolupament de noves tecnologies per al sistema de transmissió serà primordial per assolir amb èxit aquestes expectatives.

El desenvolupament d'eines de suport per al càlcul de costos dels sistemes de transmissió de parcs eòlics marins proporciona una visió de conjunt útil per decidir de forma eficaç i senzilla el tipus de tecnologia més adequada a implementar. Donada la complexitat i tots els aspectes que cal tenir en compte en un sistema de transmissió d'aquestes dimensions, recursos com aquestes faciliten la tasca d'estudiar les opcions de tecnologies disponibles.

Com s'ha vist al llarg del treball la tecnologia HVAC quedarà obsoleta si no es troben maneres de reduir les pèrdues de potència de la seva línia. L'alternativa vigent és la tecnologia HVDC que no presenta aquestes pèrdues, però la seva infraestructura resulta molt cara per a les capacitats i les distàncies dels parcs eòlics marins a d'avui dia.

El sistema PTP GIL HVAC és un sistema de transmissió per nivells de tensió molt elevats. Comparat amb altres tecnologies de transmissió, el sistema PTP té alta capacitat de transmissió; baixes pèrdues de potència, que implica una alta eficiència; i una gran capacitat de sobrecàrrega. A més, permet la transmissió de grans quantitats de potència a distàncies llargues.

La idea d'un sistema PTP es basa en l'agrupació de parcs eòlics en una subestació principal. Compartir el sistema de transmissió ofereix molts avantatges com reduir la quantitat de planificació, instal·lació i manteniment sent més econòmic que les connexions individuals.

Aquest projecte obre la porta a futura investigació entorn les possibles aplicacions del GIL i la cerca de models de costos per aquesta nova i prometedora tecnologia.



## Agraïments

Al professor Oriol Gomis Bellmunt, tutor del treball de fi de grau, per donar-me l'oportunitat de conèixer i treballar en el camp que tant m'apassiona de l'energia. També per la seva orientació, constant suport i confiança d'acompanyar-me durant la trajectòria del projecte.

Al professor Antonio Susín, per la seva ajuda en la programació amb Matlab. Agrair a en Joaquín Rebled pels seus consells i guies per fer créixer el projecte.

I com no, a la família: els meus pares Josep Maria i Lourdes amb el seu recolzament i estima incondicional. A la meva estimada germana Laura i a en Joel, per tot el seu suport.

## Referències bibliogràfiques

- [1] <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/WindEurope-Making-transition-work.pdf>
- [2] [https://energypedia.info/images/3/38/Wind\\_Power\\_FactBook.pdf](https://energypedia.info/images/3/38/Wind_Power_FactBook.pdf)
- [3] <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/pictures/offshore.htm>
- [4] <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wtrb/comp/index.htm>
- [5] <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wtrb/tower.htm>
- [6] <https://www.theengineer.co.uk/issues/30-april-2012/wind-energy-gets-serial/>
- [7] <http://www.revistadyna.com/Documentos/pdfsES%5C1018%5C6905DYNAINDEX.pdf>
- [8] [https://revista-anales.ica.es/web/n\\_15/pdf/seccion\\_7.pdf](https://revista-anales.ica.es/web/n_15/pdf/seccion_7.pdf)
- [9] Wind Energy Handbook, Tony Burton, Nick Jenkins, David Sharpe, Ervin Bossanyi  
[https://books.google.es/books?id=dip2LwCRCscC&pg=PT769&lpg=PT769&dq=Koch+and+Retzmann+2010&source=bl&ots=IdyEVuHrD6&sig=yJc7CyxNvfoCIUGC6EN\\_o\\_rQK EE&hl=es&sa=X&ved=0ahUKEwi22M7cvNLXAhWqjIQKHW4xC10Q6AEIJjAA#v=onepage&q=Koch%20and%20Retzmann%202010&f=false](https://books.google.es/books?id=dip2LwCRCscC&pg=PT769&lpg=PT769&dq=Koch+and+Retzmann+2010&source=bl&ots=IdyEVuHrD6&sig=yJc7CyxNvfoCIUGC6EN_o_rQK EE&hl=es&sa=X&ved=0ahUKEwi22M7cvNLXAhWqjIQKHW4xC10Q6AEIJjAA#v=onepage&q=Koch%20and%20Retzmann%202010&f=false)
- [10] [http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Pure\\_Power\\_III.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Pure_Power_III.pdf)  
 Source: EWEA (2009): Pure Power
- [11] [http://www.i15.p.lodz.pl/strony/EIC/ec/high\\_voltage\\_direct\\_current.html](http://www.i15.p.lodz.pl/strony/EIC/ec/high_voltage_direct_current.html)
- [12] Golder Associates, "Study on the comparative merits of overhead electricity transmission lines versus underground cables," May 2008.
- [13] Vinay Mehrotra, Ajith Varghese, Hali Moleski, Richard Marek, Bill Henning, Hasse Nordman, Jim Thompson H. Jin Sim, Comparison of Standards – ANSI / IEEE and IEC , Comparison of standards.

- [14] Markel Zubiaga, "Power AC Transmission Lines, Energy Transmission and Grid Integration of AC Offshore Wind Farms, MSc Markel Zubiaga," INTECH, 2012. [Online]. <http://www.intechopen.com/books/energy-transmission-and-grid-integration-of-ac-offshore-wind-farms/power-ac-transmission-lines>
- [15] Sthitadhee Sarkar, "Power Transmission Options for Offshore Windfarms in Scotland," Department of Mechanical and Aerospace Engineering, University of Strathclyde., 2012.
- [16] Rick Schlobohm and Bill Brownell Larry Pryor. <http://apps.geindustrial.com/>.  
[Online].<http://apps.geindustrial.com/publibrary/checkout/AlumCopper?TNR=White%20Papers%7CAlum-Copper%7Cgeneric>
- [17] Angelo Baggini, "The updated EU energy efficiency standardisation of HV and MV transformers," in INTERNATIONAL ENERGY EFFICIENT TRANSFORMERS WORKSHOP 2013, 42ND MEETING OF THE APEC EGEE&C, Bangkok, November 2013.
- [18] <https://canadatransformers.com/transformer-efficiency-losses-heat/>
- [19] <http://babel.banrepcultural.org/cdm/singleitem/collection/p17054coll23/id/52>
- [20] K. Friedrich, "Modern HVDC PLUS Application of VSC in Modular Multilevel Converter Topology," in IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2010.
- [21] P.S. Alstom Grid, Stafford, UK Jones and C.C Davidson, "Calculation of power losses for MMC-based VSC HVDC stations," in 15th European conference on Power Electronics and Applications, Lille, 2-6 September 2013.
- [22] M. Barnes and A. Beddard, "Voltage Source Converter HVDC Links - The state of the art and issues going forward," Energy procedia, no. 24, pp. 108-122, January 2012.

- [23] [http://www.esru.strath.ac.uk/Documents/MSc\\_2012/Sarkar.pdf](http://www.esru.strath.ac.uk/Documents/MSc_2012/Sarkar.pdf)
- [24] <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6019340/>
- [25] <https://energy.gov/sites/prod/files/2016/09/f33/National-Offshore-Wind-Strategy-report-09082016.pdf>
- [26] <http://www.electronics-tutorials.ws/accircuits/rms-voltage.html>
- [27] <http://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf>
- [28] ENTSOE. (2011, November) Offshore transmission technology.  
[https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe/SDC/European\\_offshore\\_grid\\_-\\_Offshore\\_Technology\\_-\\_FINALversion.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/SDC/European_offshore_grid_-_Offshore_Technology_-_FINALversion.pdf)
- [29] <http://docplayer.net/13122588-Offshore-power-transmission.html>
- [30] G. Forte, M. Pisani and M. Trovato M. Dicorato, "Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation," Renewable Energy, no. 36, pp. 2043-2051, 2011.
- [31] Stefan Lundberg, "Performance comparison of wind park configurations," Göteborg, 2003.
- [32] Camilo Lancheros, "Transmission systems for offshore wind farms: a technical, environmental and economical assesment," 2013.
- [33] Bram Van Eeckhout, "The economic value of VSC HVDC compared to HVAC for offshore wind farms," 2007-2008.

[34] Dirk Schoenmakers, "Optimization of the coupled grid connection of offshore wind farms," 2008.

[35] Open electrical. <http://www.openelectrical.org>. [Online].

[http://www.openelectrical.org/wiki/index.php?title=Cable\\_Impedance\\_Calculations](http://www.openelectrical.org/wiki/index.php?title=Cable_Impedance_Calculations)

[36] General Cable. <http://www.generalcable.co.nz>. [Online]:

<http://www.generalcable.co.nz/getattachment/a4c607a4-d112-40dd-9306-e1c2af3ed7d3/AC-Resistance,-Skin-Proximity-Effects.aspx>

[37] Nexans. (2003) Nexans Submarine Power Cables. [Online].

[http://www.nexans.com/Germany/group/doc/en/NEX\\_Submarine\\_neu.pdf](http://www.nexans.com/Germany/group/doc/en/NEX_Submarine_neu.pdf)

[38] ABB. (2010, April) <https://library.e.abb.com>. [Online].

<https://library.e.abb.com/public/2fb0094306e48975c125777c00334767/XLPE%20Submarine%20Cable%20Systems%20GM5007%20rev%205.pdf>

[39] Tushar Mehta. (2012, December) [Online]. [http://www.tushar-](http://www.tushar-mehta.com/excel/newsgroups/interpolation/#Two%5Fdimensional%5Finterpolation%5F)

[mehta.com/excel/newsgroups/interpolation/#Two%5Fdimensional%5Finterpolation%5F](http://www.tushar-mehta.com/excel/newsgroups/interpolation/#Two%5Fdimensional%5Finterpolation%5F)

[40] A. Cancino and R. Malewski, "TESTING AND LOSS MEASUREMENT OF HV SHELL-TYPE SHUNT-REACTORS AT VERY LOW POWER FACTOR," 2004.

[41] [http://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/built-for-reliability-and-](http://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/built-for-reliability-and-efficiencyfe8e4be2c1f463c09537ff0000433538.pdf)

[efficiencyfe8e4be2c1f463c09537ff0000433538.pdf](http://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/built-for-reliability-and-efficiencyfe8e4be2c1f463c09537ff0000433538.pdf)

[42] Angelo Baggini, "The updated EU energy efficiency standardisation of HV and MV

transformers," in INTERNATIONAL ENERGY EFFICIENT TRANSFORMERS WORKSHOP 2013, 42ND MEETING OF THE APEC EGEE&C, Bangkok, November 2013.

[43] ABB, HVDC light power cables, 2006.

[44] Lazaros P. Lazaridis, "Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability," Stockholm, 2005.

[45] Ashmore A., Electricity from the pipeline. Strom aus der Pipeline, Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, 1997.

[46] Koch H., Schoeffner, G., Gas-Insulated Transmission Line – To Solve Transmission Tasks of the Future, IPEC Conference, Singapore, 05/2003.

[47] Abilgaard E., Zur Verlegung SF6-isolierter Hochspannungsrohrkabel, Sonderdruck aus ENERGIE und TECHNIK, 1972

[48] IEC 62271-4: High-voltage switchgear and controlgear – Part 4: Use and handling of sulphur hexafluoride (SF6), to be published 2012, IEC, Geneva, Switzerland.

[49] IEC/TR 62271-303 ed1.0 (2008-07). High-voltage switchgear and controlgear – Part 303: Use and handling of sulphur hexafluoride (SF6), IEC, Geneva, Switzerland, 2008.

[50] Koch H., Gasisolierte Übertragungsleitungen der 2ten Generation für das Hochspannungsnetz, e&i, Österreich, Heft 1, Jg. 119, 01/2002

[51] Alter J., Koch H., Gasisolierte Übertragungsleitung (GIL) der zweiten Generation, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 100, Heft 8, 04/2001.

[52] Koch H., Experience with 2nd generation gas-insulated transmission line GIL, JICABLE



Conference, Versailles, France, 06/2003.

- [53] Henningsen C.G., Kaul G., Koch H., Schütte A., Plath R., Electrical and Mechanical Long-Time Behaviour of Gas-Insulated Transmission Lines, CIGRE Session 2000, Paris.
- [54] Thuries E., Voisin G., 420–550 kV Gas Insulated Transmission Lines, Gec Alsthom Technical Review, 1994.
- [55] Koch H., Gas-insulated transmission line (GIL), in J. McDonald (ed.), Power Substations Engineering, CRC Press, Boca Raton, FL, 2003.
- [56] Koch H., Pöhler S., Schmidt S., Anwendungsvorteile von gasisolierten Übertragungsleitungen (GIL) für unterirdischen Energietransport in Ballungszentren, etz 1-2/2002.
- [57] WindTECH International, “PTP Goes Offshore.” [Online]. <http://www.windtech-international.com/articles/ptp-goes-offshore>.
- [58] Kyriakides, Stelios, and Edmundo Corona, “Mechanics of offshore pipelines: volume 1 buckling and collapse. Vol. 1.” Elsevier, 2007.
- [59] Chakrabarti, Subrata, “Handbook of Offshore Engineering (2-volume set). Vol. 1.” Elsevier, 2005.
- [60] Forwind., “Dogger Bank Project One Environmental Impact Assessment Scoping Report,” 2010. [Online]. Available: <http://www.forewind.co.uk/uploads/files/project-one-scoping-report.pdf>.
- [61] “Prysmian Cable and System. High Voltage Cables.” [Online]. Available: [www.prysmian.nl/export/sites/prysmian-nlNL/.../Prysmian\\_HVC\\_LR.pdf](http://www.prysmian.nl/export/sites/prysmian-nlNL/.../Prysmian_HVC_LR.pdf).

[62] ABB, “XLPE Cable Systems User ´ s guide,” pp. 1–32.

[63] CGIT Westboro., “Compressed Gas Insulated Transmission Bus Systems Proven Solutions.” [Online]. <http://www.azz.com/sites/default/files/documents/CGIT.pdf>.

## Annex 1: Eina dissenyada

L'eina consisteix en fitxers de Matlab (\*.m) per cada tecnologia estudiada (HVAC i HVDC) i una petita aplicació interactiva per visualitzar la comparació entre les dues transmissions.

### HVAC:

```
function [] = HVAC (Cowf, Powf, ncables, Urms, InomHVAC, StrHVAC, S, f,
Costenergia, i, towf, delta, l, nTr)
%Costos HVAC
%Variables
    %Cowf:factor de capacitat del parc eòlic marí
    %Powf:Potència nominal [MW]
    %ncables:nombre de cables de triple nucli
    %Urms:Tensió de fase dels cables de transmissió [V]
    %InomHVAC:Corrent nominal(ampacitat cable) [A]
    %StrHVAC: potència nominal transformador [MVA]
    %S: àrea secció del material conductor [mm^2]
    %f: freqüència [Hz]
    %Costenergia: preu de mercat de l'energia [euros/MWh]
    %i:
    %towf: temps de vida del parc [anys]
    %delta: factor de pèrdua del dielèctric
    %l: distància línia [km]
    %nTr: número de transformadors

%Potència nominal de cada cable [MVA]
ScableHVAC = (sqrt(3)*Urms*InomHVAC)/1e6
%Corrent mitjana per cada nucli del cable [A/nucli]
ImitjanaHVAC = (Cowf*Powf*1e6)/(ncables*sqrt(3)*Urms)
%Costos fixos
    %Transformadors en funció de la seva potència nominal [Md'euros]
    CtrHVAC = 0.0418*(StrHVAC^0.7592)
    %HV Switchgear (GIS) cost [Md'euros]
    Cgis = 0.0117*(Urms/1000)+0.0231
    %Costos subestació offshore i onshore
    %Número d'interruptors
    numInterruptors = ncables
    %Cost estructura/plataforma subestació elevadora de tensió [M d'euros]
    CsbHVAC = 2.534+0.0887*Powf
    %Costos fixos subestació offshore [Md'euros]
    CostFixSubestOffshore = CsbHVAC +numInterruptors*Cgis+nTr*CtrHVAC
    %Costos fixos subestació onshore [Md'euros]
    CostFixSubestOnshore = numInterruptors*Cgis+nTr*CtrHVAC
%Costos distancia-dependents
    %Costos cables de 3 nuclis [Md'euros/km]
    %Constants que depenen del voltatge
    A = 0.001631*(Urms/1000)-0.0142
    B = 0.9805*((Urms/1000)^(-0.765))
    C = 45.713*((Urms/1000)^(-0.693))
    inflacio = 1.0189^13
    CcablesHVAC = (A+B*exp(C*ScableHVAC/10^2))*inflacio
    %Cost fixació cables [Md'euros/km]
    Cfixcables = 0.273
```

```

%Pèrdues HVAC i potència reactiva
%Paràmetres cablejat en funció de la llargada de la línia
%Resistència cable
    %resistivitat tèrmica del material conductor a 20º[ohms*m]
    Rho20 = 1.7241e-8
    %coeficient tèrmic material conductor a 20º[K^-1]
    Alfa20 = 3.93e-3
    %temperatura de treball [ºC]
    Temp = 90 %temperatura màxima operacional cables XLPE
Rdc = (((1.02*10^9)*Rho20)/S)*(exp(Alfa20*(Temp-20)))%[ohms/km]
    %factor representatiu de l'efecte pell (skin)
    %suboperacions per facilitar la sintaxi
    ks = 1 %factor geomètric = 1 per conductors circulars
    xp4 = (((8*pi*f*(10^-7)*ks))/(Rdc/1000))^2
    ys = (xp4)/(192+0.8*xp4)
    %factor representatiu efecte proximitat
    %suboperacions per facilitar la sintaxi
    dc = 2*sqrt(S/pi)
    %espai entre axis dels conductors [mm]
    sc = 20.491+0.15155*(Urms/1000)+0.78141*dc
    sumand = 1.18/((xp4)/(192+0.8*xp4))+0.27)
    yp=((xp4)/(192+0.8*xp4))*((dc/sc)^2)*(0.32*((dc/sc)^2)+sumand)
    Rac = Rdc*(1+ys+yp) %[ohms/km]
%Potència reactiva i compensació
    %Inductància del cable [mH/km]
    L = 0.353
    %Capacitat del cable [uF/km]
    C = 0.244
    %Factor de pèrdues dielèctriques
    Fpd = 0.004
    %Potència inductiva [MVar/km] la L en H
    ql = (ncables*3*(ImitjanaHVAC^2)*2*pi*f*(L/1000))/1e6
    %Potència capacitiva [MVar/km] la C en F
    qc = (ncables*3*((Urms/sqrt(3))^2)*2*pi*f*(C/1e6))/1e6
    %Potència reactiva total [MVar/km]
    qtot = abs(ql-qc)
    %Costos compensació potència reactiva [Md'euros/km]
    CcompensacioPotReact = 0.01*abs(qtot)+0.086*0.1*abs(qtot)
    %Potència perduda en el reactor de compensació [W/km]
    Pperduesreactor = (0.002*qtot)*1e6
    %Factor del cost de pèrdues [Md'euros/MW]
    fact = (1-(1/(1+i))^(towf+1))/(1-(1/(1+i)))
    Fperd = 8765.81*Costenergia*(1e-6)*fact %8765.81=núm h 1 any
    %Cost pèrdues sistema de compensació [euros/km]
    Cperduesreactor = Pperduesreactor*Fperd
%Potència pèrdues activa
    %Potència pèrdues activa ohmica HVAC [W/km]
    Pperductohmica = ncables*3*((ImitjanaHVAC)^2)*Rac
    %Potència pèrdues en el dielèctric per km de línia
    Pperddielectric = (qc*1e6)*tan(delta)
%Corrent de càrrega (component reactiu del corrent del cable)
[A/nuccli*km]
    ic = qtot/(sqrt(3)*Urms*ncables)
%La compensació als 2 extrems redueix el seu valor a la meitat
    Iccomp = ic/2
%Corrent total per una distància donada
    Icable = ImitjanaHVAC+Iccomp*1
%Pèrdues corrent de càrrega [W/km^3]
    PerdCorrentCarrega = (Rac*ncables*3*(ic)^2)/12

```

```

        %Pèrdues als transformadors [MW]
%Non-load loss index [p.u.]
    NLL = 0.002
%Load-loss index [p.u.]
    LL = 0.002
%índex de càrrega del transformador [p.u.]
    LI = Cowf*(Powf/(nTr/2))/StrHVAC
PperdTrHVAC = (NLL+LL*(LI^2))*StrHVAC*nTr

%Costos variables pèrdues[Md'euros/km] (transmissió i en el reactor de
compensació)
    CostVariablePerdues =
((Pperdactohmica+Pperddielectric+Pperduesreactor)/(1e6))*Fperd
        %Costos fixos pèrdues [Md'euros]
    CostFixPerdues = PperdTrHVAC*Fperd
        %Costos pèrdues corrent càrrega [Md'euros/km^3]
    CostPerdCorrentCarrega = ((PerdCorrentCarrega)*1e-6)*Fperd

        %Costos Fixos totals [Md'euros]
    CostFixTOTAL =
CostFixSubestOffshore+CostFixSubestOnshore+CostFixPerdues
        %Costos Variables totals [Md'euros]
    CostVarTOTAL =
CcompensacioPotReact+(CcablesHVAC+Cfixcables)*ncables+CostVariablePerdues

        %Ajuda pel dimensionament dels cables
        %cable max rating [%]
    TaxaMaxCable = (Powf/(ncables*ScableHVAC))*100
        %Capacitat de transmissió parcialment compromesa als ? [km]
    DistMigCritica = sqrt(((ScableHVAC^2)-
((Powf/ncables)^2))/(((qtot/ncables)^2)/4))
        %Capacitat de transmissió molt compromesa (límit) als ? [km]
    DistMoltCritica = sqrt(((ScableHVAC^2)-
((Cowf*Powf/ncables)^2))/(((qtot/ncables)^2)/4))
        %Càlcul cost total
        %Potència transferida compensada [MW]?
    Ptransfercomp = sqrt(max(0, (((ncables*ScableHVAC)^2)-
((0.5*qtot*1)^2))))
        %Potència perduda perquè no ha pogut ser transmesa. Mentre la
        %Ptransferida no superi la que és capaç de transmetre, no perdrem
res
    Plost = max(0, -(Ptransfercomp-Powf*Cowf))

CostosHVAC.ScableHVAC = ScableHVAC; %[MVA]
CostosHVAC.ImitjanaHVAC = ImitjanaHVAC; %[A/nucli]
CostosHVAC.CostTransformadorHVAC = CtrHVAC; %[Md'euros]
CostosHVAC.HVSwitchgear = Cgis; %[Md'euros]
CostosHVAC.numeroInterruptors = numInterruptors;
CostosHVAC.CostFixSubestacioHVAC = CsbHVAC; %[Md'euros]
CostosHVAC.CostCablesHVAC = CcablesHVAC; %[Md'euros]
CostosHVAC.CfixaciocablesHVAC = Cfixcables; %[Md'euros]
CostosHVAC.ResistenciaCableAC = Rac; %[Ohms/km]
CostosHVAC.Qtot = qtot; %[MVAr/km]
CostosHVAC.CostosCompensacio = CcompensacioPotReact; %[Md'euros]
CostosHVAC.PotPerduesCompensacio = Pperduesreactor; %[W/km]
CostosHVAC.CostosPerduesReactor = Cperduesreactor; %[euros/km]
CostosHVAC.IcarregaNOcompensada = ic; %[A/nucli*km]
CostosHVAC.Icarregacompensada = Iccomp; %[A/km]

```

```

CostosHVAC.PotPerduesActivaOhmica = Pperdactohmica; %[W/km]
CostosHVAC.PotPerduesActivaDielectric = Pperddielectric; %[W/km]
CostosHVAC.CorrentTotalCables = Icable;
CostosHVAC.PerduesCorrentCarrega = PerdCorrentCarrega; %[W/km^3]
CostosHVAC.PotPerduesTransf = PperdTrHVAC; % [MW]
CostosHVAC.CostosVariablesPerdues = CostVariablePerdues; %[Md'euros/km]
CostosHVAC.CostosFixPerdues = CostFixPerdues; %[Md'euros]
CostosHVAC.CostPerduesCorrentCarrega = CostPerdCorrentCarrega;
%[Md'euros/km^3]
CostosHVAC.CostFixSubestacioOffshore = CostFixSubestOffshore;
%[Md'euros]
CostosHVAC.CostFixSuestacioOnshore = CostFixSubestOnshore; %[Md'euros]
CostosHVAC.CostosFixosTotals = CostFixTOTAL; %[Md'euros]
CostosHVAC.CostosVariablesTotals = CostVarTOTAL; %[Md'euros]
CostosHVAC.TaxaMaximaCable = TaxaMaxCable; % [%]
CostosHVAC.TransmissioPracialmentCompromesa = DistMigCritica; % [km]
CostosHVAC.DistanciaTransmissioMoltCompromesa = DistMoltCritica; % [km]
CostosHVAC.PotenciaTransfericaCompensada = Ptransfercomp; % [MW]?
CostosHVAC.Plost = Plost;

    %COST TOTAL HVAC
    if l<DistMoltCritica
        COSTTOTAL =
CostFixTOTAL+l*CostVarTOTAL+CostPerdCorrentCarrega*(l^3)+Plost*8765.81*Co
stenergia*towf
        CostosHVAC.CostTotal = COSTTOTAL
    elseif l>DistMoltCritica
        COSTTOTAL =
CostFixTOTAL+l*CostVarTOTAL+CostPerdCorrentCarrega*(DistMoltCritica^3)+Pl
ost*8765.81*Costenergia*towf
        CostosHVAC.CostTotal = COSTTOTAL

end

```

**HVDC:**

```

function [] = HVDC (Cowf, Powf, nparcables, U, InomHVDC, StrHVDC, ScvVSC,
S, Costenergia, i, towf, l, nTr, ncvVSC)
%Costos HVDC
    %Variables
        %Cowf:factor de capacitat del parc eòlic marí
        %Powf:Potència nominal [MW]
        %nparcables: nombre de PARELLES de cables
        %U: Tensió de fase dels cables de transmissió [V]
        %InomHVDC: Corrent nominal(ampacitat cable)de cada nucli = per
cada cable [A]
        %StrHVDC: potència nominal transformador [MVA]
        %ScvVSC: potència convertidor [MW]
        %S: àrea secció del material conductor [mm^2]
        %f: freqüència [Hz]
        %Costenergia: preu de mercat de l'energia [euros/MWh]
        %i:
        %towf: temps de vida del parc [anys]
        %l: distància línia [km]
        %nTr: número de transformadors per subestació
        %ncvVSC: número convertidors VSC per subestació

        %Potència nominal de cada parella de cables [MW]
        PNomParCableHVDC = (2*U*InomHVDC)/1e6
        %Corrent mitjana per cada cable [A/cable]
        ImitjanaHVDC = (Cowf*Powf*1e6)/(2*nparcables*U)
        %Imax [A/cable]
        Imax = (Powf*1e6)/U/2/nparcables
        %cable max rating [%]
        TaxaMaxCable = Imax/InomHVDC

        %Costos fixos

            %Costos transformadors en funció de la seva potència nominal
[Md'euros]
            CtrHVDC = 0.0418*(StrHVDC^0.7592)
            %Costos convertidors en funció de la seva potència nominal
[Md'euros]
            CcvVSC = 0.0589*ScvVSC+54.985
            %Costos subestació offshore i onshore
            %Cost estructura/plataforma subestació elevadora de tensió
offshore [Md'euros]
            CsbHVDC = 1.85*(2.534+0.0887*Powf)
            %Costos fixos subestació offshore [Md'euros]
            CostFixSubestOffshore = CsbHVDC+nTr*CtrHVDC+ncvVSC*CcvVSC
            %Costos fixos subestació onshore [Md'euros]
            CostFixSubestOnshore = nTr*CtrHVDC+ncvVSC*CcvVSC
            %Pèrdues convertidor (ja comptem 2 convertidors en total
(1/subestació) i tenim dues subestacions)
            %Potència de pèrdues [MW]
            PperdcvVSC = 2*ncvVSC*0.01*Cowf*Powf
            %Pèrdues transformadors [MW]
            %Non-load loss index [p.u.]
            NLL = 0.002
            %Load-loss index [p.u.]
            LL = 0.002
            %índex de càrrega del transformador [p.u.]
            LI = Cowf*Powf/(nTr)/StrHVDC

```

```

    %Potència de pèrdues [MW]
    PperdTrHVDC = (NLL+LL*(LI^2))*StrHVDC*nTr*2
    %Factor del cost de pèrdues [Md'euros/MW]
    fact = (1-(1/(1+i))^(towf+1))/(1-(1/(1+i)))
    Fperd = 8765.81*Costenergia*(1e-6)*fact %8765.81=núm h mitjà 1
any
    %Costos fixos de pèrdues [Md'euros]
    CfixPerd = (PperdcvVSC+PperdTrHVDC)*Fperd

    %Costos variables: distancia-dependents

    %Costos parella de cables [Md'euros/km]
    CparcablesHVDC = 0.652+0.00098*PNomParCableHVDC-0.002363*(U/1e3)
    %Cost fixació cables [Md'euros/km] per parella de cables
    Cinstalables = 0.4
    %Pèrdues HVDC en el sistema de transmissió [W/km]
    %Resistència cable
    %resistivitat tèrmica del material conductor a20º[ohms*m]
    Rho20 = 1.7241e-8
    %coeficient tèrmic material conductor a 20º[K^1]
    Alfa20 = 3.93e-3
    %temperatura de treball [°C]
    Temp = 90 %temperatura màxima operacional cables XLPE
    Rdc = (((1.02*10^9)*Rho20)/S)*(exp(Alfa20*(Temp-20)))
    %[ohms/km]amb el 10^9
    Pperdohmic = 2*nparcables*(ImitjanaHVDC^2)*Rdc
    %Costos variable de pèrdues (pèrdues cablejat) [euros/km]
    CvarPerd = (Pperdohmic/1e6)*Fperd

    %Costos Fixos totals [Md'euros]
    CostFixTOTAL = CfixPerd+CostFixSubestOffshore+CostFixSubestOnshore
    %Costos Variables totals [Md'euros]
    CostVarTOTAL = CvarPerd+(CparcablesHVDC+Cinstalables)*nparcables

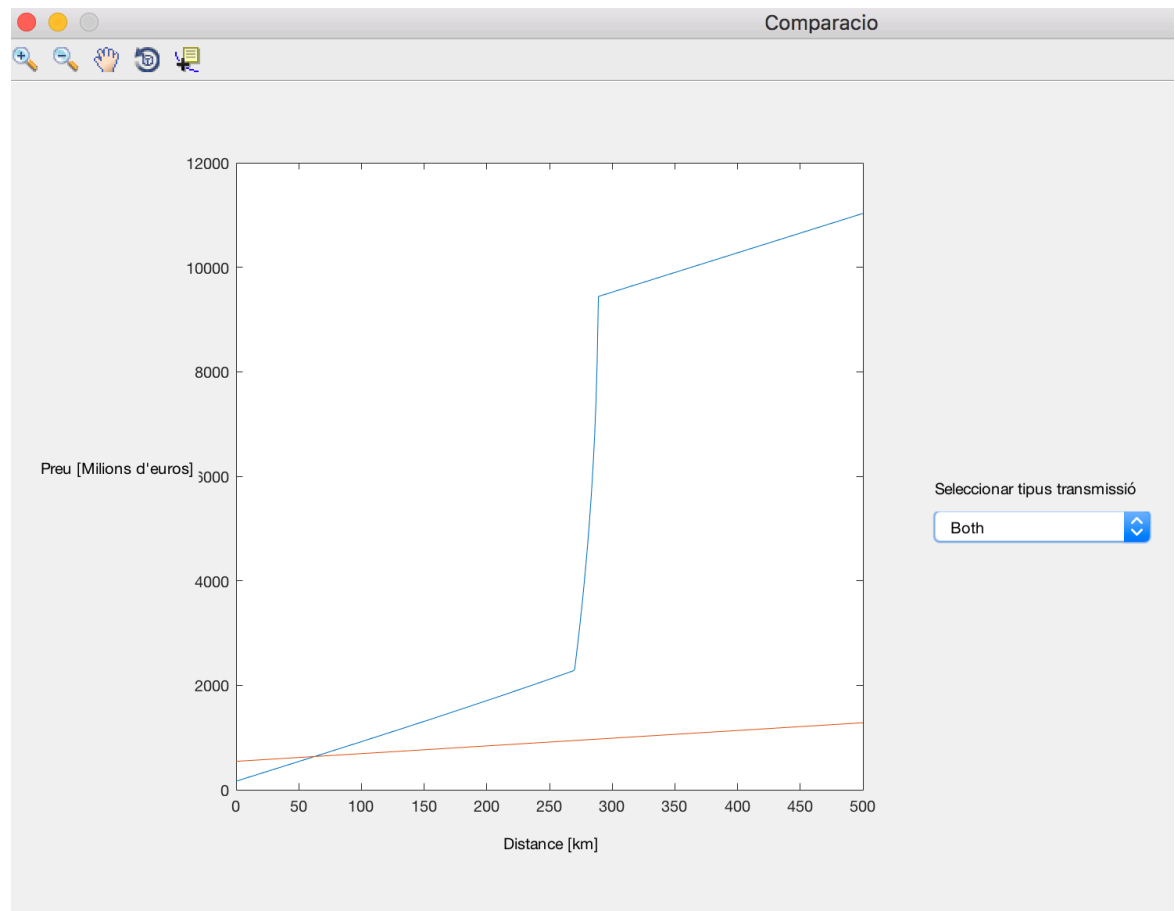
    %COST TOTAL HVDC
    COSTTOTAL = CostFixTOTAL+CostVarTOTAL*1

    CostosHVDC.PotNomCable = PNomParCableHVDC;
    CostosHVDC.ImitjanaHVDC = ImitjanaHVDC;
    CostosHVDC.Imaxima = Imax;
    CostosHVDC.Rdc = Rdc;
    CostosHVDC.CostTransformadors = CtrHVDC;
    CostosHVDC.CostConvertidorsVSC = CcvVSC;
    CostosHVDC.CostFixSubOffshore = CostFixSubestOffshore;
    CostosHVDC.CostFixSubOnshore = CostFixSubestOnshore;
    CostosHVDC.PotPerdCvVSC = PperdcvVSC;
    CostosHVDC.PotPerdTrHVDC = PperdTrHVDC;
    CostosHVDC.CostFixPerdues = CfixPerd;
    CostosHVDC.PerdPotOhmic = Pperdohmic;
    CostosHVDC.CostVarPerd = CvarPerd;
    CostosHVDC.CostCablesHVDC = CparcablesHVDC;
    CostosHVDC.CfixaciocablesHVDC = Cinstalables;
    CostosHVDC.CostFixTotal = CostFixTOTAL;
    CostosHVDC.CostVarTotal = CostVarTOTAL;
    CostosHVDC.CostTotal = COSTTOTAL

```

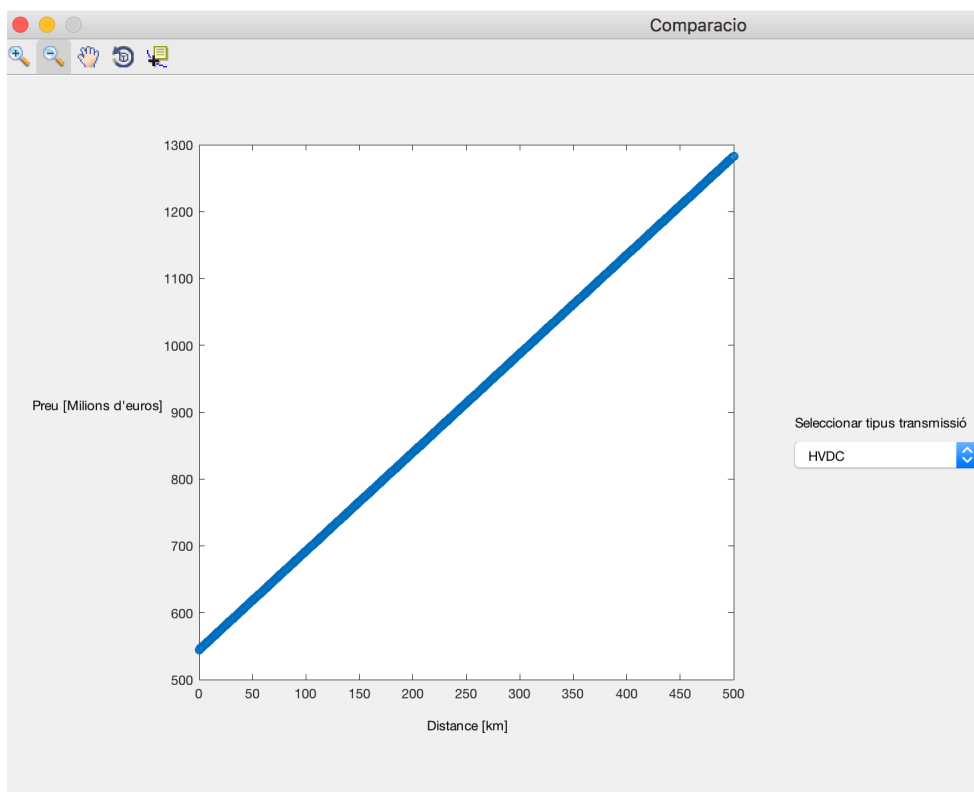
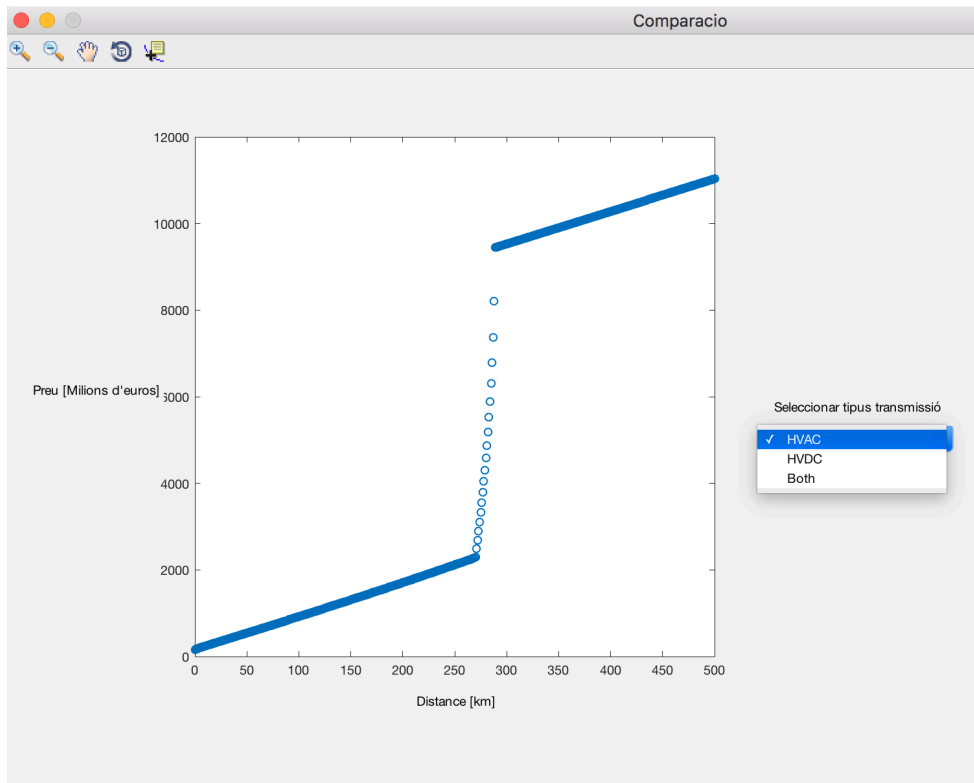


## MATLAB GUI



Captura de pantalla on es mostra la combinació d'ambdues tecnologies (HVAC i HVDC). Així es pot apreciar, per cada combinació de paràmetres d'entrada, quina és la distancia on la tecnologia HVDC és més favorable que la HVAC.

Si es vol estudiar cada tecnologia per separat també hi ha l'opció de seleccionar-ne només una per veure en detall el seu comportament.



A més hi ha l'opció de fer zoom si es vol veure amb detall algun tram concret.

